



Universidad  
Carlos III de Madrid

Departamento de Electricidad

## PROYECTO FIN DE CARRERA

Proyecto de Viabilidad y de Ejecución de  
una instalación de Microcogeneración  
para suministro de energía térmica a una  
Comunidad de Viviendas en Alcobendas y  
conexión a la red eléctrica.

Autor: Sergio Sánchez Montero

Tutor: Carlos Cachadiña Gallego

Leganés, noviembre de 2010



**Título:** Proyecto de Viabilidad y de Ejecución de una instalación de Microcogeneración para suministro de energía térmica a una Comunidad de Viviendas en Alcobendas y conexión a la red eléctrica.

**Autor:** Sergio Sánchez Montero

**Director:** Carlos Cachadiña Gallego

## EL TRIBUNAL

**Presidente:** Javier Sanz Feito

**Secretario:** Diego Fernando García Gómez

**Vocal:** Juan Carlos Torres Zafra

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 17 de Noviembre de 2010 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE



## **Agradecimientos.**

*Agradezco a D. Carlos Cachadiña el tiempo dedicado en ayudarme a resolver los inconvenientes surgidos durante la realización de este proyecto*

*También agradezco a mis familiares y amigos el apoyo recibido, ya que sin ellos no hubiera sido posible este proyecto.*

*Y especialmente, darle las gracias a María. Sin ella me hubiese sido mucho más difícil llegar hasta el final.*



# Índice general.

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Objeto.....	1
1.2. Metodología seguida.....	2
1.3. Estructura de la memoria.....	2
1.4. Cogeneración.....	3
1.5. Estado de la microcogeneración.....	4
1.6. Tecnologías de microcogeneración.....	6
1.6.1. Microturbinas de gas.....	7
1.6.2. Motores alternativos de gas natural.....	8
1.7. Bases de partida.....	9
1.7.1. Descripción de la Comunidad.....	9
1.7.2. Visión general del Plan de Negocio.....	12
1.7.3. Inversión.....	12
1.7.4. Costes de explotación.....	13
1.7.5. Ingresos.....	14
1.7.6. Descripción de los motores elegidos.....	15
2. SITUACIÓN DE REFERENCIA.....	17
2.1. Datos generales de la Comunidad.....	17
2.2. Capacidades del sistema actual.....	17
2.3. Descripción del proceso térmico.....	18
2.4. Demandas de la Comunidad.....	18
2.4.1. Demanda térmica.....	18
2.4.2. Demandas eléctricas de la Comunidad.....	20
2.4.3. Demanda de energía secundaria.....	20
3. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN PROPUESTA.....	21
3.1. Alternativa 1.....	23
3.1.1. Inversión.....	23
3.1.2. Coeficientes.....	24
3.1.3. Demandas de la Comunidad.....	24
3.1.4. Resultados Técnicos.....	24
3.1.5. Resultados Económicos.....	25
3.1.6. Costes de Explotación.....	25
3.1.7. Resultados de Rentabilidad.....	26
3.1.8. Conclusión.....	26
3.2. Alternativa 2.....	27
3.2.1. Inversión.....	27

3.2.2.	Coeficientes.....	28
3.2.3.	Demandas de la Comunidad. ....	28
3.2.4.	Resultados Técnicos.....	28
3.2.5.	Resultados Económicos. ....	29
3.2.6.	Costes de Explotación. ....	29
3.2.7.	Resultados de Rentabilidad. ....	30
3.2.8.	Conclusión. ....	30
3.3.	Alternativa 3. ....	31
3.3.1.	Inversión. ....	31
3.3.2.	Coeficientes.....	32
3.3.3.	Demandas de la Comunidad. ....	32
3.3.4.	Resultados Técnicos.....	32
3.3.5.	Resultados Económicos. ....	33
3.3.6.	Costes de Explotación. ....	33
3.3.7.	Resultados de Rentabilidad. ....	34
3.3.8.	Conclusión. ....	34
3.4.	Alternativa 4. ....	35
3.4.1.	Inversión. ....	35
3.4.2.	Coeficientes.....	36
3.4.3.	Demandas de la Comunidad. ....	36
3.4.4.	Resultados Técnicos.....	36
3.4.5.	Resultados Económicos. ....	37
3.4.6.	Costes de Explotación. ....	37
3.4.7.	Resultados de Rentabilidad .....	38
3.4.8.	Conclusión. ....	38
3.5.	Cuadro resumen de las alternativas. ....	39
4.	DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ELEGIDA.....	40
4.1.	Emplazamiento, características básicas y usos a que se destina. ....	41
4.1.1.	Emplazamiento. ....	41
4.1.2.	Antecedentes.....	41
4.1.3.	Descripción del local. ....	41
4.1.4.	Previsión de cargas. ....	42
4.1.5.	Clasificación de zonas con riesgo de incendio o explosión. ....	42
4.2.	Descripción de los equipos principales. ....	43
4.2.1	Modulo de Microgeneración.....	43
4.2.2	Intercambiador de Calor.....	50
4.2.3	Aerorefrigerador. ....	51
4.2.4	Acumulador.....	51
4.2.5	Caldera.....	53



4.2.6	Tuberías y Bomba. ....	54
4.2.7	Sistema de Evacuación de Gases. ....	56
4.2.8	Ventilación. ....	56
4.3.	Instalación Eléctrica. ....	57
4.3.1.	Caja General de Protección y Modulo de Contadores. ....	57
4.3.2.	Derivación Individual (General). ....	58
4.3.3.	Cuadro General de Mando y Protección. ....	59
4.3.4.	Circuitos, Secciones y Canalizaciones. ....	59
4.3.5.	Características y Secciones de los Conductores. ....	61
4.3.6.	Características y Diámetro de las Canalizaciones. ....	61
4.3.7.	Luminarias. ....	62
4.3.8.	Instalación de Puesta a Tierra (P.A.T.). ....	63
4.3.9.	Descripción de Sistemas de Protección. ....	63
4.4.	Estructuras y Obras Civiles. ....	67
4.4.1.	Cimentaciones. ....	67
4.4.2.	Realización de pasa tubos en forjado. ....	67
4.4.3.	Puertas. ....	67
5	PRESUPUESTO. ....	68
6	CONCLUSIÓN. ....	74
	REFERENCIAS. ....	76
	ANEXO I: CLIMATOLOGÍA MADRID ....	81
	ANEXO II: DESARROLLO DE LOS CALCULOS ....	82
II.1.	Datos Básicos. ....	82
II.2.	Inversión. ....	83
II.3.	Coeficientes. ....	84
II.4.	Cálculos Demanda Térmica: ....	85
II.5.	Resultados Técnicos. ....	88
II.6.	Resultados Económicos. ....	91
II.7.	Costes de Explotación. ....	94
II.8.	Resultados de Rentabilidad. ....	96
II.9.	Nomenclatura Anexo II. ....	99
	ANEXO III: POTENCIA INSTALADA EN LA COMUNIDAD. ....	100
III.1.	Potencia de Viviendas. ....	100
III.2.	Potencia de Servicios Generales. ....	100
III.2.1.	Potencia Alumbrado zonas comunes. ....	101
III.2.2.	Potencia Ascensores. ....	101
III.2.3.	Potencia Garaje. ....	101
III.2.4.	Potencia Grupos de Presión. ....	102
	ANEXO IV: ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL. ....	103

IV.1.	Cálculo del ahorro global de emisiones de CO <sub>2</sub> .....	103
ANEXOS V: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS INTERCAMBIADOR Y AEROREFRIGERADOR..		105
ANEXO V: CÁLCULO TUBERÍAS JUSTIFICATIVO .....		107
ANEXOS VII: CÁLCULOS ELÉCTRICOS JUSTIFICATIVOS.....		108
VII.1.	Potencia Instalada.....	108
VII.2.	Cálculo de secciones y caídas de tensión.....	108
VII.3.	Calculo protecciones sobrecargas y cortocircuitos.....	114
VII.4.	Dimensionado de la instalación de P.A.T. Estimación del valor de P.A.T. ....	120
VII.5.	Calculo protección contra contactos indirectos. ....	121
ANEXO VIII: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD. ....		123
VIII.1.	Objeto del estudio. ....	123
VIII.2.	Fase de la obra. ....	123
VIII.3.	Justificación general de los riesgos.....	123
VIII.4.	Normas básicas de seguridad.....	125
VIII.1.	Botiquín.....	128
VIII.2.	Obligaciones de los contratistas y subcontratistas. ....	128
ANEXO IX: NIVELES DE LUMINANCIA.....		129
DIAGRÁMA DE GANTT .....		138
PLANOS .....		141

## Índice de tablas.

Tabla 1. <i>Superficies de cada estancia de la vivienda.</i> .....	11
Tabla 2. <i>Escenario económico del proyecto [5] [6].</i> .....	14
Tabla 3. <i>Características módulos [22].</i> .....	16
Tabla 4. <i>Climatología de la comunidad [40].</i> .....	17
Tabla 5. <i>Necesidades térmicas por piso [24].</i> .....	18
Tabla 6. <i>Necesidades térmicas de la comunidad.</i> .....	19
Tabla 7. <i>Demanda de gas natural, situación de referencia.</i> .....	20
Tabla 8. <i>Datos de la planta de microcogeneración Alternativa 1 [22].</i> .....	23
Tabla 9. <i>Inversión de proyecto Alternativa 1.</i> .....	23
Tabla 10. <i>Coeficientes técnicos Alternativa 1.</i> .....	24
Tabla 11. <i>Consumo de la comunidad Alternativa 1.</i> .....	24
Tabla 12. <i>Resultados técnicos Alternativa.</i> .....	24
Tabla 13. <i>Resultados económicos Alternativa 1.</i> .....	25
Tabla 14. <i>Escenario económico Alternativa 1.</i> .....	25
Tabla 15. <i>Coste de explotación Alternativa 1.</i> .....	25
Tabla 16. <i>Rentabilidad de la Alternativa 1.</i> .....	25
Tabla 17. <i>Datos de la planta de microcogeneración Alternativa 2 [22].</i> .....	27
Tabla 18. <i>Inversión de proyecto Alternativa 2.</i> .....	27
Tabla 19. <i>Coeficientes técnicos Alternativa 2.</i> .....	28
Tabla 20. <i>Consumo de la comunidad Alternativa 2.</i> .....	28
Tabla 21. <i>Resultados técnicos Alternativa 2.</i> .....	28
Tabla 22. <i>Resultados económicos Alternativa 2.</i> .....	28
Tabla 23. <i>Escenario económico Alternativa 2.</i> .....	29
Tabla 24. <i>Coste de explotación Alternativa 2.</i> .....	29
Tabla 25. <i>Rentabilidad de la Alternativa 2.</i> .....	29
Tabla 26. <i>Datos de la planta de microcogeneración Alternativa 3 [22].</i> .....	31
Tabla 27. <i>Inversión de proyecto Alternativa 3.</i> .....	31
Tabla 28. <i>Coeficientes técnicos Alternativa 3.</i> .....	31
Tabla 29. <i>Consumo de la comunidad Alternativa 3.</i> .....	32
Tabla 30. <i>Resultados técnicos Alternativa 3.</i> .....	32
Tabla 31. <i>Resultados técnicos Alternativa 3.</i> .....	32
Tabla 32. <i>Escenario económico Alternativa 3.</i> .....	33
Tabla 33. <i>Coste de explotación Alternativa 3.</i> .....	33
Tabla 34. <i>Rentabilidad de la Alternativa 3.</i> .....	33
Tabla 35. <i>Datos de la planta de microcogeneración Alternativa 4 [22].</i> .....	35
Tabla 36. <i>Inversión de proyecto Alternativa 4.</i> .....	35
Tabla 37. <i>Coeficientes técnicos Alternativa 4.</i> .....	35
Tabla 38. <i>Consumo de la comunidad Alternativa 4.</i> .....	36
Tabla 39. <i>Resultados técnicos Alternativa 4.</i> .....	36
Tabla 40. <i>Resultados económicos Alternativa 4.</i> .....	36
Tabla 41. <i>Escenario económico Alternativa 4.</i> .....	37
Tabla 42. <i>Coste de explotación Alternativa 4.</i> .....	37
Tabla 43. <i>Rentabilidad de la Alternativa 4.</i> .....	37
Tabla 44. <i>Resumen de los resultado técnicos de las alternativas.</i> .....	39
Tabla 45. <i>Características del módulo GB-30 [22].</i> .....	45
Tabla 46. <i>Requerimientos del combustible del módulo GB-30 [22].</i> .....	46
Tabla 47. <i>Características intercambiador de calor [19].</i> .....	50
Tabla 48. <i>Características del aerorefrigerador [18].</i> .....	51
Tabla 49. <i>Características del acumulador caliente.</i> .....	51

Tabla 50. <i>Características del acumulador frío [20].</i>	52
Tabla 51. <i>Características caldera.</i>	53
Tabla 52. <i>Características grupo de presión de la microcogeneración [21].</i>	55
Tabla 53. <i>Características canalización derivación individual [10].</i>	61
Tabla 54. <i>Características canalizaciones interiores [10].</i>	62
Tabla 55. <i>Costes de personal [55].</i>	70
Tabla 56. <i>Desglose presupuestario: Coste de equipos.</i>	70
Tabla 57. <i>Desglose presupuestario: Costes directos [55].</i>	71
Tabla 58. <i>Desglose presupuestario: Costes directos [55].</i>	72
Tabla 59. <i>Desglose presupuestario: Coste Directos [55].</i>	73
Tabla 60. <i>Climatología de la zona donde está situada la comunidad.</i>	81
Tabla 61. <i>Datos de la planta de microcogeneración [22].</i>	82
Tabla 62. <i>Inversión del proyecto.</i>	83
Tabla 63. <i>Coeficientes técnicos.</i>	83
Tabla 64. <i>Datos de necesidades térmicas por vivienda [24].</i>	84
Tabla 65. <i>Demanda térmica de calefacción por piso.</i>	85
Tabla 66. <i>Demanda térmica de la comunidad.</i>	86
Tabla 67. <i>Potencia térmica de la comunidad.</i>	87
Tabla 68. <i>Consumos de la comunidad.</i>	87
Tabla 69. <i>Resultados técnicos.</i>	90
Tabla 70. <i>Datos para los cálculos técnicos.</i>	90
Tabla 71. <i>Resultados económicos.</i>	93
Tabla 72. <i>Datos para el desarrollo económico.</i>	93
Tabla 73. <i>Costes de explotación.</i>	94
Tabla 74. <i>Rentabilidad del proyecto.</i>	97
Tabla 75. <i>Flujo de caja de la empresa.</i>	97
Tabla 76. <i>Potencia de alumbrado de las zonas comunes de la comunidad.</i>	100
Tabla 77. <i>Características circuito 2 y3.</i>	107

## Índice de figuras.

Figura 1. <i>Esquema comparativo entre sistema convencional y cogeneración [46].</i>	3
Figura 2. <i>Esquema caldera de recuperación [44].</i>	6
Figura 3. <i>Esquema de una instalación de cogeneración con microturbina [45].</i>	7
Figura 4. <i>Esquema de un sistema de cogeneración con motor [45].</i>	8
Figura 5. <i>Plano de situación de la vivienda [43].</i>	9
Figura 6. <i>Fotografías de la comunidad "La Pérgola". (a) entrada principal (b) interior. .</i>	10
Figura 7. <i>Distribución de la vivienda.</i>	11
Figura 8. <i>Gráfico necesidades térmicas de la comunidad [53].</i>	19
Figura 9. <i>Funcionamiento de la planta de microcogeneración, alternativa 3 [53].</i>	22
Figura 10. <i>Proceso térmico de la planta de microcogeneración [50].</i>	40
Figura 11. <i>Sistema de tuberías.</i>	54
Figura 12. <i>Disposición de luminarias en la sala de máquinas [54].</i>	62
Figura 13. <i>Conexión módulos-intercambiador.</i>	105
Figura 14. <i>Diagrama térmico del intercambiador.</i>	105

## **INTRODUCCIÓN.**

# 1. INTRODUCCIÓN.

## 1.1. Objeto.

El proyecto que se presenta tiene por finalidad, el análisis de la viabilidad técnico económico para instalar una planta de microcogeneración en una comunidad de vecinos "La Pérgola", Madrid. Así mismo se dimensiona y desarrolla dicha planta para alimentar los consumos térmicos y eléctricos.

La planta deberá estar diseñada para trabajar en carga base, y así, suministrar electricidad al cuadro general de distribución de la comunidad y verter los excedentes a la red.

El objetivo de este estudio es analizar los efectos de dimensionar esta planta en función de los consumos térmicos estimados durante un año tipo. A tal fin, a partir de los datos y condiciones de los consumos energéticos obtenidos por el administrador de la comunidad se ha desarrollado el presente estudio analizando:

1. La situación energética actual, como base de referencia para la instalación de la nueva planta de microcogeneración, así como la legislación vigente.
2. Las diversas alternativas de proceso y capacidad de posibles plantas de microcogeneración que satisfagan los requisitos anteriores.
3. El desarrollo, cálculo y descripción de la opción más rentable económicamente, además de viable técnicamente, elegida en el punto anterior.

El proyecto deberá servir para que la comunidad pueda externalizar sus consumos térmicos, a través de una empresa de servicios que explotará, operará y mantendrá dicha planta de microcogeneración, con el fin de que la propia comunidad pueda aprovecharse de descuentos en el precio de suministro, así como un ahorro de energía primaria gracias al alto rendimiento total que ofrecen actualmente las plantas de microcogeneración.

El estudio que se presenta, ofrece a la comunidad los resultados obtenidos, para mostrar los beneficios de la implantación del nuevo sistema. Dichos resultados, como se ha indicado, se basan en los datos recibidos y sujetos por tanto a su fiabilidad. Por ello se han realizado verificaciones de la coherencia y se ha considerado que la información recibida es suficiente para el primer objetivo de este estudio, análisis de viabilidad.

El estudio de viabilidad que se engloba en este proyecto está basado en la actual legislación Española sobre energías renovables, en concreto en el Real Decreto 661/07.

La solución que se presenta, a parte de los beneficios para la comunidad, tiene unas características que lo hacen particularmente interesante y que pasamos a enunciar:

1. Servir de modelo en la implantación de plantas de microcogeneración en el ámbito residencial.
2. Aprovechamiento constante e integral de la generación de agua caliente, para la generación de electricidad.

## 1.2. Metodología seguida.

La metodología empleada para el desarrollo de este estudio está basada en la comparación de las diferentes alternativas propuestas, para el desarrollo de la microgeneración, y la situación de referencia de la comunidad:

- *Situación de referencia*, refleja las condiciones energéticas necesarias en la comunidad, estas condiciones se definen en el apartado 2 de este trabajo.
- *Situaciones alternativas*, en la que se analizan, en el apartado 3, las diversas situaciones energéticas según las diferentes opciones ofrecidas.

En cada caso alternativo, es fundamental, para la correcta comparación de las situaciones, que las energías aportadas a las necesidades del usuario sean idénticas, de forma que obtengan las mismas prestaciones. Los excesos o defectos en la energía generada (energía térmica) repercuten en la mayor o menor venta de la energía exportable (energía eléctrica).

Dichos análisis reflejan los procesos energéticos, desde la demanda de energía primaria hasta los usos finales y útiles que de la misma se realizan en el proceso del usuario.

Una vez seleccionada una alternativa como la más viable económicamente y técnicamente, siendo la solución más beneficiosa tanto para la comunidad como para el promotor de la planta, se realizara el estudio de la instalación de dicha alternativa, desarrollando los cálculos eléctricos, disposición general, etc.

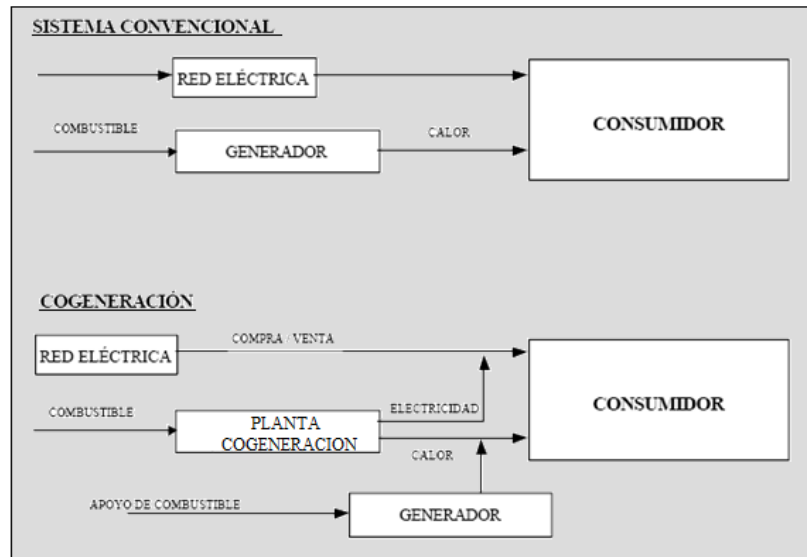
## 1.3. Estructura de la memoria.

Para facilitar la lectura de la memoria, se incluye a continuación un breve resumen de cada capítulo.

- **Introducción:** se explica al lector el motivo del proyecto y en las tecnologías que se desarrollan. También se detalla las bases de partida del proyecto.
- **Situación de referencia:** en este apartado se desarrolla el punto de partida inicial del proyecto, indicando los datos necesarios para su elaboración, así como también los datos de la comunidad donde se va a desarrollar la planta.
- **Descripción de la situación propuesta:** se explica las diferentes alternativas estudiadas para la instalación de la planta de microgeneración. También se elegirá una de las alternativas para ser proyectada en el posterior apartado.
- **Descripción de la solución elegida:** se desarrolla la alternativa elegida en el apartado anterior, describiendo las instalaciones necesarias para el correcto funcionamiento de la planta de microgeneración, en base a los reglamentos implicados en esta instalación.
- **Presupuesto:** se calculará la inversión necesaria para la implantación de la alternativa seleccionada, en la comunidad.

## 1.4. Cogeneración.

La cogeneración es una técnica de gran eficacia para la producción conjunta de electricidad (energía mecánica) y calor (energía térmica) partiendo de un único combustible, que permite ahorrar energía mediante la producción combinada.



**Figura 1.** Esquema comparativo entre sistema convencional y cogeneración [46].

Las ventajas de la cogeneración son las siguientes:

- Alta eficacia, lo que significa menor consumo de combustible y menores emisiones de CO<sub>2</sub>, una contribución al desarrollo sostenible. Mejora del medio ambiente.
- Significa menos pérdidas en la red eléctrica, debido a que las instalaciones suelen estar más cerca del punto de consumo, facilitando así una descentralización de la producción eléctrica. Reducción de la dependencia energética.
- Mayor competencia entre productores de electricidad, debido a que la tecnología de la cogeneración permite que entren en el mercado nuevos competidores.
- Oportunidades de creación de nuevas empresas. Fundamentalmente PYME, empresas en colaboración y otras fórmulas de cooperación entre partes interesadas.

El marco legal de la cogeneración empieza a estar vigente, a partir de la propuesta de directiva sobre el fomento de la cogeneración en base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía, presentada por la Comisión Europea el 29 de julio del 2002.

A partir de este impulso se publica el 21 de febrero del año 2004 el texto en el Diario Oficial de la Unión Europea, como "Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de Febrero de 2004".



La directiva tiene como objetivo, la creación de un marco para el fomento y desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad, basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de la energía primaria.

Como puntos más importantes se destacan: la garantía de origen de la electricidad, los métodos de cálculo para la electricidad cogenerada y la metodología para determinar la eficiencia.

En el año 2007 se crean los Reales Decretos (RD) 661 y 616, donde se regulan los sistemas de cogeneración. El RD 616 establece un marco para el fomento de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad, basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, incrementando la eficiencia energética y mejorando la seguridad del abastecimiento. Por otro lado en el RD 661 se establece el régimen económico y da una estabilidad al sector de la cogeneración.

## **1.5. Estado de la microcogeneración.**

La microcogeneración es una tecnología de producción simultánea de electricidad y calor adaptada para instalaciones de mediano/pequeño tamaño. El Real Decreto 616/2007 entiende por microcogeneración las unidades inferiores a 500 kWe y por cogeneración de pequeña escala las inferiores a 1.000 kWe.

Esta forma de producción de energía es válida y está extendida en multitud de países como la solución a la producción individualizada de agua caliente, calefacción y energía eléctrica. Esto normalmente significa que los sistemas convencionales de calefacción son sustituidos por generadores eléctricos, equipados con intercambiadores de calor, para usar o recuperar adicionalmente el calor de desperdicio, para su uso doméstico. En algunos casos se incluye la producción de climatización, hablando entonces de trigeneración.

Se trata de una tecnología avanzada, utilizada en países a la cabeza de la lucha contra emisiones contaminantes, como puede ser Austria, Alemania, Reino Unido, Holanda...

La microcogeneración no se concibe como un producto aislado, sino como parte de nuestra cartera de soluciones energéticas. Por ello la comisión europea, a través de su Dirección General de Transporte y Energía (TREN) propone como objetivo a medio plazo, la incorporación en el sector residencial y terciario (servicios), de sistemas de microcogeneración (potencias alrededor de 5 kW por vivienda).

En efecto, dentro de las políticas europeas sobre descentralización en la generación de la energía eléctrica, y dado que su implantación a nivel industrial, se encuentra muy avanzada, le ha tocado el turno al sector residencial, para lo cual se han desarrollado equipos con esta aplicación, unidades de microcogeneración inferiores a 1.000kWe.

La utilización de la cogeneración en los citados sectores, supone un aprovechamiento al máximo del combustible fósil y una producción de la energía eléctrica descentralizada, que unido a la situación actual del sector eléctrico hacen de la generación distribuida una alternativa a tener en cuenta de la producción eléctrica.

Desde un punto de vista económico, la microcogeneración requiere un análisis de viabilidad que considere el período de retorno en el que se recupera la inversión adicional, considerando los ingresos netos en electricidad, el incremento en el consumo de combustible y los nuevos gastos en personal de operación y mantenimiento. Por otra parte, la microcogeneración requiere de un marco legal específico (el llamado Régimen Especial) que facilite los contratos de compraventa de energía eléctrica

Desde un punto de vista técnico, se puede plantear el autoconsumo de la producción eléctrica, sin embargo al evacuar la electricidad producida a la red eléctrica se accede al marco económico del llamado Régimen Especial, donde la exportación total a la red está permitida, recibiendo así unos ingresos que posibilitan rentabilizar la instalación. Este incentivo es entregado por la Administración debido a las ventajas que supone esta forma de producción de energía respecto a la convencional y con idea de incentivar y difundir su uso.

Entre las ventajas de la microcogeneración se encuentran:

-Para la compañía distribuidora:

- Posibilidad de conexión a la red de baja tensión.
- Liberación de carga en centros de transformación.
- Posibilidad de reducir huecos de tensión en el consumo.
- Posibilidad de producción local en "isla" durante apagones.
- Mayor aprovechamiento de la energía, ya que ésta se produce en las inmediaciones del punto de consumo.

-Para los vecinos:

- Descuento sobre el precio de la energía térmica consumida.
- Externalización de la operación y mantenimiento.
- Autoproducción durante apagones.

-Para el promotor:

- Negocio rentable por ingresos asegurados.
- Economía de escala, cuantas más cogeneraciones menos coste de O+M.
- Capacidad de negociación con suministradores de gas por mayor consumo.

A pesar del sostenible potencial identificado, el desarrollo en Europa de los sistemas de microcogeneración en mercados competitivos es un poco desalentador. La gran diferencia entre las expectativas y la realidad hacen que sea importante identificar las barreras responsables de esta discrepancia.

- Falta de apoyo por parte de las compañías eléctricas, políticas del mercado de distribución eléctrica.
- Desacuerdo entre promotores inmobiliarios y tecnólogos. Lento desarrollo de esta tecnología.
- Desconfianza en la vida útil garantizada de los motores.
- Crisis inmobiliaria.
- Inestabilidad en el precio y suministro de gas natural.

El lento desarrollo de los fabricantes hace que la garantía ofrecida por los fabricantes de motores no llegue a las 16.000 horas, 2 años a potencia nominal. Lo cual retiene a los promotores a embarcarse en estas inversiones.

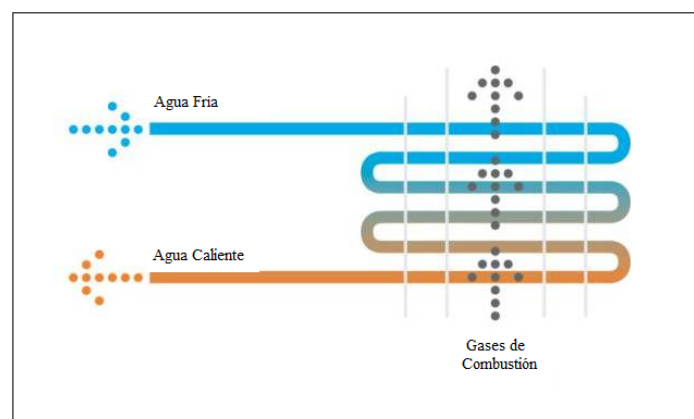
Por otro lado, el consumidor o vecino no ha sido informado de las ventajas disponibles con esta tecnología. El mercado en masa para las instalaciones de microcogeneración se establecerá en el reemplazo de calderas centralizadas antiguas.

## 1.6. Tecnologías de microcogeneración.

En el lado de la producción de electricidad mediante la microcogeneración, existen dos tecnologías bien establecidas: los motores alternativos y las microturbinas de gas. Teniendo su origen en grandes sistemas de cogeneración industriales, en la actualidad existen adaptaciones de los mismos de pequeño tamaño, que pueden trabajar tanto en el entorno de la microcogeneración como en el de la cogeneración de pequeña escala.

Desde el punto de vista del combustible empleado, tanto los motores alternativos como las microturbinas son bastante versátiles. El preferido, dada la facilidad del recurso, es el gas natural, pero se encuentran en el mercado con la misma facilidad versiones con gasóleo, GLPs, etc. Con más dificultades hoy día, pero sin duda con mucho futuro se pueden encontrar versiones para emplear biomasa previamente gasificada.

En cuanto a la producción calor, ambas tecnologías utilizan el mismo sistema. El calor es producido a partir de los calores residuales de los motores y microturbinas, que se aprovecha mediante las denominadas calderas de recuperación, unos intercambiadores por cuyo primario circula el fluido caliente que recoge el calor del motor y por cuyo secundario circula el fluido que llevará el calor útil, normalmente agua caliente. Un aspecto fundamental de la cogeneración en el sector residencial, es la necesidad de almacenamiento térmico debido a la variabilidad de la demanda.



**Figura 2.** Esquema caldera de recuperación [44].

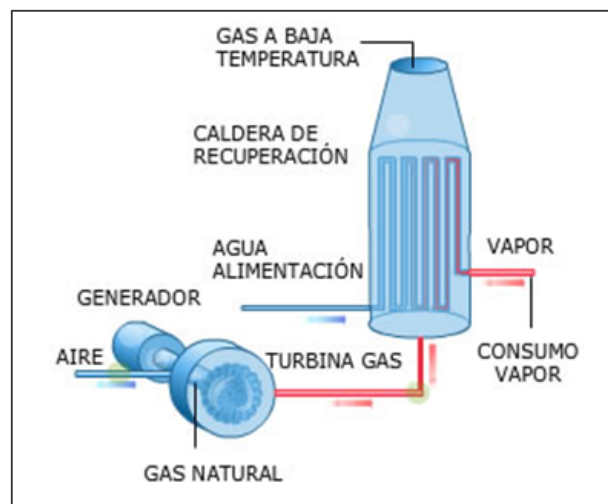
### **1.6.1. Microturbinas de gas.**

La tecnología de las microturbinas se desarrollo a partir de la experiencia con turbinas para automoción, equipos auxiliares y turbocompresores de motores alternativos. Las microturbinas de gas son turbinas de combustión de tamaño pequeño que queman combustibles ligeros principalmente gas natural.

El tamaño de las microturbinas oscila entre los 30 y los 400 kWe, si bien se aprecia una tendencia en los fabricantes en subir cada vez más las potencias menores, lo que haría desplazar su aplicación en cogeneración del sector residencial de urbanizaciones y bloques de pisos hacia complejos hoteleros o servicios de distrito. Así, resulta hoy día un tamaño muy común entre 60 y 80 kWe.

Comparadas con los motores alternativos, las microturbinas presentan las siguientes ventajas e inconvenientes, pudiéndose resaltar:

- Las microturbinas presentan una menor eficiencia eléctrica (de otro modo, producen más calor para la cogeneración para la misma energía producida).
- Las microturbinas presentan menos partes móviles y una relativa mayor sencillez, lo que redunda en menores gastos de mantenimiento, menor ruido y vibraciones.
- Las emisiones de las microturbinas de gas son menores.
- Los costes de inversión son más elevados en las microturbinas.
- La tecnología de los motores alternativos parece más cercana al usuario final (es algo semejante al motor del automóvil), por lo que suele inspirar más confianza e incluso facilitar acciones de mantenimiento.

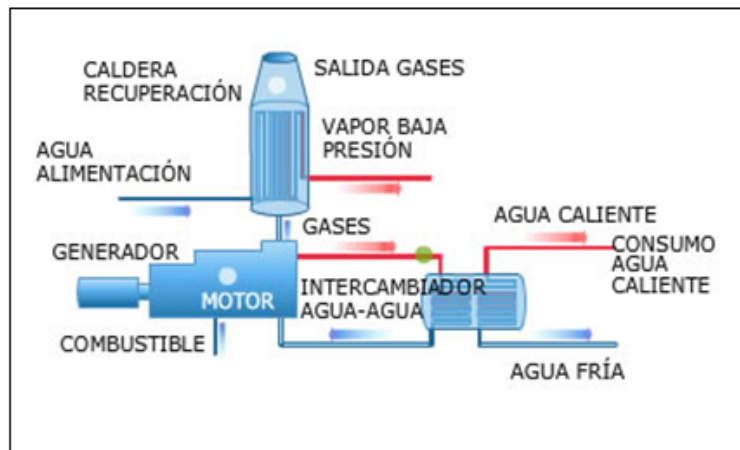


**Figura 3.** Esquema de una instalación de cogeneración con microturbina [45].

### 1.6.2. Motores alternativos de gas natural.

Los motores alternativos son una tecnología perfectamente conocida y asentada debido a su extensiva implantación en el sector transporte. Derivados de él surgieron los motores para aplicaciones estacionarias, ya sea como grupos de emergencia, principalmente con motores diesel, o como motores en aplicaciones de cogeneración industrial. En éstas los grandes motores (decenas de MW eléctricos) son de gasóleo o fuel, mientras que los de menores potencias (por debajo de 8 MW eléctricos) son principalmente de gas natural u otros combustibles ligeros.

En la actualidad existen motores alternativos de gas natural de pequeño tamaño (desde 5,5 kWe) adecuados para aplicaciones de cogeneración en el sector residencial. De hecho, el sector de la cogeneración de pequeña escala (hasta 1 MWe) se puede considerar perfectamente segmentado.



**Figura 4.** Esquema de un sistema de cogeneración con motor [45].

## 1.7. Bases de partida.

Este apartado describe los datos de la comunidad y los tipos de motores a utilizar. Así como indicará unas ciertas premisas, para el estudio de la viabilidad técnico económico, que nos ayudarán a modelar nuestra instalación respecto de unas características impuestas por los datos de entrada.

### 1.7.1. Descripción de la Comunidad.

La comunidad está situada en la calle Paseo de la Chopera nº 202-216, de Alcobendas (Madrid). Es comunidad con 8 bloques de viviendas con acceso desde la calle a través de la planta baja o desde el garaje. A continuación se muestra la figura 5 con el plano de la situación de la vivienda:



**Figura 5.** Plano de situación de la vivienda [43].

El estilo del bloque de viviendas es el que se ha seguido durante los últimos años en los nuevos Planes de Actuación Urbanística (PAU's) de Madrid, comunidad de vecinos de 160 viviendas con jardín, garaje y otros servicios como portería 24h.

La comunidad está dividida en ocho bloques de viviendas, cada bloque contiene 20 viviendas, repartidas en cinco pisos, con cuatro viviendas por piso.

Las fotografías muestran la comunidad de vecinos:



(a)



(b)

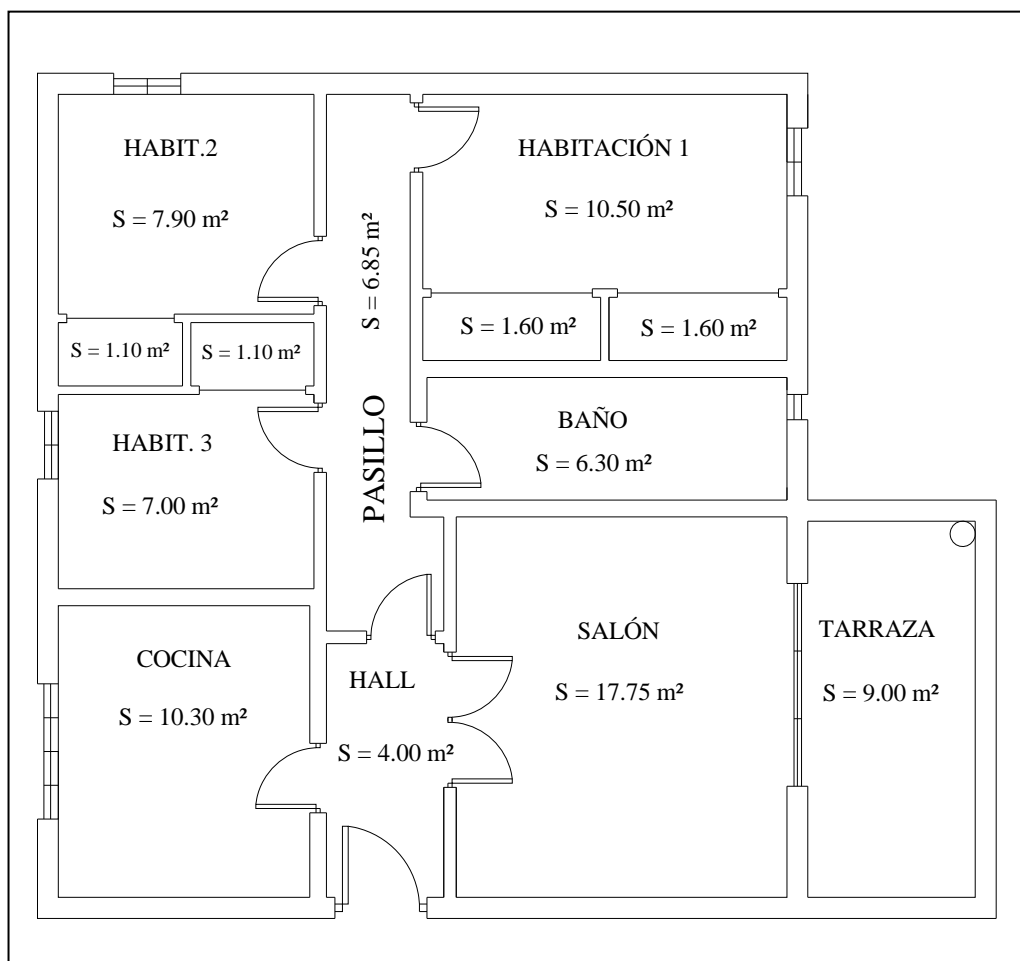
**Figura 6.** Fotografías comunidad "La Pérgola". (a) entrada. (b) interior.

Todas las viviendas son iguales respecto al espacio habitable,  $85\text{m}^2$ , las diferencias las encontramos en la distribución, donde hay ligeras diferencias debido a la orientación de la vivienda. Todas las casas constan de: comedor, cocina, pasillo, hall, 3 habitaciones, 1 cuartos de baño y terraza. En todas las estancias de la vivienda constan de calefacción.

Por lo tanto hay que climatizar  $85\text{m}^2$  por vivienda, distribuidos tal como muestra la siguiente tabla:

Tipo de estancia	Superficie ( $\text{m}^2$ )
Cocina	10,30
Sala de estar y Comedor	17,75
Pasillo	6,85
Hall	4,00
Baño	6,30
Habitación 1	10,50
Habitación 2	7,90
Habitación 3	7,00

**Tabla 1.** Superficies de cada estancia de la vivienda.



**Figura 7.** Distribución de la vivienda.

La superficie total a climatizar será:

$$Superficie_{Total} = Superficie_{vivienda} * N^{\circ}_{viviendas} = 85\text{m}^2 * 150 = 12750\text{m}^2$$



### **1.7.2. Visión general del Plan de Negocio.**

La microcogeneración funcionará como una empresa independiente, cuyo propietario (el promotor) venderá energía térmica a la comunidad y energía eléctrica a la compañía distribuidora.

Por ello el promotor debe generar toda la energía térmica necesaria, porque va a facturar dicha energía, por tanto deberá hacerse cargo de todas las instalaciones, existentes o nuevas, que contribuyen a la generación de energía térmica en la comunidad, incluyendo el mantenimiento y operación de la caldera convencional. La venta de energía térmica se realizará de manera que cada vecino pague por el agua caliente sanitaria utilizada y por la energía térmica utilizada como calefacción. Por ello cada vecino contará con un equipo de medida individual, que contabilizará la energía térmica.

Por otro lado toda la producción de energía eléctrica, es destinada a verterla a la red de distribución aguas arriba del Cuadro General de Protecciones, de la acometida de la comunidad, ya que así lo indica el Real Decreto 661 [2], y porque para vender a los vecinos directamente la cogeneración, el promotor debería tener permiso legal de autogenerador y de comercializador. Lo cual complica legalmente la instalación, además de dejar de percibir en la tarifa eléctrica el suplemento por régimen especial.

No obstante, en caso de apagón o deficiencia de suministro, la microcogeneración podría pasar a operar en modo "isla" generando únicamente para el consumo de la comunidad y regulando carga en función a este consumo variable, hasta que se recupere la tensión en la red de distribución, es una ventaja añadida a esta instalación.

Las ventajas de este negocio, visto desde el punto de vista de la comunidad de vecinos, son las siguientes:

- Descuento sobre energía térmica requerida.
- Externalización de los servicios de energía térmica.
- Control centralizado de los consumos totales.
- Posibilidad de abastecimiento eléctrico propio, en caso de apagón.

De todas las ventajas anteriores, la más interesante desde el lado económico es el descuento posible, del cual pueden beneficiarse toda la comunidad. Desde el punto de vista técnico es una despreocupación del sistema de generación térmica, pues paga por los servicios de suministro, y se ahorra el mantenimiento individual.

### **1.7.3. Inversión.**

Una vez sentadas las bases de partida del Plan de Negocio, desde el punto de vista del promotor, hay que estudiar la Inversión del Proyecto. Ésta depende básicamente del equipo principal, los motores alternativos a utilizar.

Además es necesario conocer los costes de legalización, ingeniería e instalación. Dentro de los costes de legalización entran los costes de visado, tasas de instalación y registro en régimen especial..., entre otros costes. Se entiende como costes de instalación la mano de obra de montaje, conexión a la red de distribución de agua caliente y calefacción de la comunidad, conexión a la red eléctrica y puesta en marcha, de cada uno de los equipos a instalar.

Esta inversión corre a cargo del promotor y no repercute en nada a los vecinos de la comunidad. Si no hubiera caldera central de apoyo, habría que añadirla a la Inversión. Pero en el caso que nos ocupa si existe, sólo hay que adecuar la conexión al circuito existente de distribución de calefacción y agua caliente sanitaria.

#### **1.7.4. Costes de explotación.**

Desde el punto de vista del promotor, todos los gastos de explotación corren a su cargo, entendiendo como costes de explotación los explicados a continuación:

- Operación y mantenimiento: estimado 1,5 c€/kWh.  
Este coste es variable en función de la potencia instalada. Entre 0 y 150 kWe, el coste específico varía correlativamente entre 2 y 1,3 c€/ kWh. Para el desarrollo del proyecto se ha fijado a 1,5 c€/kWh, siendo el mantenimiento preventivo de los módulos microgeneración (cambio de aceite y chequeo) indicado por el fabricante cada 1500 horas.
- Gastos de gestoría: estimado 1,10% anual sobre la Inversión total.  
Este coste fijo depende del importe de la Inversión total y engloba todos los trámites administrativos de: declaración de emisiones, facturación, contabilidad, fiscalidad, etc...
- Gastos de seguros e impuestos: corresponden con el 1,5% anual de la Inversión.  
Este coste fijo incluye seguros de responsabilidad Civil e impuestos municipales y de actividad.
- Alquiler de terrenos: este coste fijo depende de la ciudad y del espacio disponible que ceda la comunidad de vecinos para instalar esta cogeneración.  
En este caso la hemos estimado a 0 €/año por una superficie requerida de 93,5 m<sup>2</sup>. Hay que entender que la instalación se sitúa en un espacio que no pertenece al promotor normalmente, y ello suele tener un coste.
- Coste de combustible: para 2010 ha sido 3,8013 c€/kWh PCI, para consumos superiores a 100.000 kWh/año.  
Este coste variable es el mayor con diferencia y se toma de la Tarifa de último recurso para consumo superior a 100.000 kWh/año según ITC/1660/2009 [6].

Las estimaciones de los costes de operación y mantenimiento, gestoría y seguros e impuestos, han sido obtenidas del estudio de costes para diferentes motores y plantas de microgeneración, realizado en la Universidad Politécnica de Cartagena [24].

### 1.7.5. Ingresos.

El Plan de negocio de la cogeneración tiene dos fuentes de ingresos: la electricidad exportada a la red y la energía térmica cedida a la red de la comunidad.

Las tarifas utilizadas para el estudio económico son las publicadas en el BOE de Diciembre 2010 [5]. Estas tarifas servirán de referencia para analizar la situación futura al gusto del promotor eligiendo los índices hipotéticos de IPC, índice de Combustible, etc.

La energía térmica útil debe venderse al mismo precio que pagan en la actualidad los usuarios por ella, añadiendo un cierto descuento para que la cogeneración sea atractiva económicamente a la comunidad. El descuento realizado en la energía térmica en este proyecto es de un 10%.

La energía eléctrica se exportará totalmente a la red eléctrica. Los precios de venta están estipulados en RD 661 (Artículo 28) [2] y en la orden ITC/1732/2010 [5] (Tarifa de último recurso para instalaciones de cogeneración tipo a.1.1 de Potencia menor a 0,5 MW según Anexo II). El primero dictamina el "Complemento por eficiencia" y el segundo la tarifa base de exportación para microcogeneración.

El complemento por eficiencia depende del Rendimiento Eléctrico Equivalente (Ree) del periodo de facturación (verano o invierno). Cuanto mayor es el Ree de la instalación mayor es el complemento, que puede llegar a superar los 2,5 c€/kWh.

El incremento anual de la tarifa eléctrica base de cogeneración, depende de los parámetros Incremento de Combustible ( $I_{comb}$ ) e Incremento de Precios de Consumo (IPC), según Anexo VII del RD 661 [2], de forma que el incremento de tarifa eléctrica base ( $I_{elec}$ ) siempre estará acotada por dichos valores.

- Si el  $IPC > I_{comb} \rightarrow I_{elec}$  siempre crecerá por encima de  $I_{comb}$  y el margen de explotación será creciente en el tiempo.
- Si el  $IPC < I_{comb} \rightarrow I_{elec}$  siempre crecerá por debajo del valor de  $I_{comb}$  y el margen de explotación será decreciente en el tiempo.

Con el  $IPC = 2,5\%$  y  $I_{comb} = 3,0\%$  los precios para el Proyecto en cuestión quedan de la siguiente forma para los primeros 3 años de explotación.

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Incremento anual de la Tarifa Regulada</b>	2,77%	2,77%	2,77%
<b>Incremento de Precios de Consumo anual (IPC) *</b>	2,50%	2,50%	2,50%
<b>Incremento de Precios de Combustible (<math>I_{comb}</math>) *</b>	3,00%	3,00%	3,00%
<b>Precio del kWh Gas Natural tarifa industrial (c€)</b>	3,80	3,92	4,03
<b>Tarifa eléctrica regulada (c€/kWh)</b>	13,22	13,59	13,96
<b>Precio CMP del kWh PCS Gas Natural (€)</b>	2,28	2,35	2,42
<b>Precio final del kWh (c€)</b>	14,11	14,40	14,75

**Tabla 2.** Escenario económico del proyecto [5] [6].

\* El incremento ( $I_{comb}$ ) anual del combustible y el IPC son estimaciones para este proyecto.

### **1.7.6. Descripción de los motores elegidos.**

La tecnología utilizada para esta planta de microcogeneración serán los motores alternativos, debido a su mayor fiabilidad técnica y a su menor coste de inversión.

Los motores alternativos seleccionados para el desarrollo de este estudio, han sido dos tipos de maquinas de una misma marca. Se trata de la marca BESEL que comercializa ENERGATOR en España, siendo los dos motores escogidos: GB 30 de 30kWe y GB 50 de 49kWe.

Estos motores utilizan como combustible gas natural. La utilización de éste combustible es debida, a que los motores alternativos de encendido provocado de gas natural presentan una relación de compresión mayor que los que consumen gasolina, debido al mayor índice de octano del gas natural, lo que le confiere mayor rendimiento.

Además de estas ventajas tenemos las que siguen:

- El precio por unidad de energía calorífica consumida es sensiblemente menor para el gas natural que para otros combustibles.
- Los costes de mantenimiento son un 10...30% más elevados en los motores diesel tradicionales que en los motores a gas de la misma potencia.
- El empleo de un combustible limpio como el gas natural, evita el deterioro de los cilindros y alarga la vida del motor. Además de reducir los riesgos de autoencendido por partículas a alta temperatura.
- Facilidad de recurso en las grandes ciudades, por la red de distribución de gas natural.

En el desarrollo del proyecto se utilizara la red de suministro de gas natural con la que cuenta la comunidad para el suministro de su planta actual.

Los motores empleados son llamados "módulos de cogeneración", en los que en un paquete se entrega el motor, alternador y caldera de recuperación. En esta aplicación normalmente sólo se produce agua caliente a 90°C, obtenida de todas las fuentes de recuperación. Estos módulos son habituales para el sector residencial y terciario, evitando el proyecto de la instalación a medida, que aumentaría la inversión del proyecto. Se trata, por tanto, de soluciones estándar en grandes series.

En la siguiente tabla encontraremos las características principales de los módulos utilizados. De ella, utilizaremos para cálculos los valores correspondientes a: Potencia máxima eléctrica, potencia térmica máxima, consumo de combustible y rendimiento eléctrico.

CONCEPTO	UNIDAD	GB 30	Besel GB50
<b>Datos Motor</b>			
Cilindros		6 en V4T	10 en V
Cilindrada	l	4,2	4,58
Velocidad de giro	rpm	1.500	1.500
Potencia máxima	kW	36	55
Consumo	m3/h	10,5	16,7
Consumo	kW	110,44	175,65
Presión máxima de gases de escape	mbar	50	50
Caudal de gases de escape	m3/h	490	735
Caudal de aire de admisión	m3/h	3.200	3.870
Agua a 90°C			
Potencia térmica máxima (100% carga)	kWh_t	60	90
Potencia térmica mínima (60% carga)	kWh_t	36	54
<b>Generador asíncrono</b>			
Potencia aparente	kVA	33	53
Potencia activa (100% carga)	kW	30	49
Potencia activa (60% carga)	kW	18	30
Tensión	V	400	400
Rendimiento eléctrico	%	0,28	0,30
Rendimiento eléctrico equivalente	%	0,75	0,73
<b>Dimensiones</b>			
Longitud	mm	3.000	3.000
Anchura	mm	1.180	1.180
Altura	mm	1.820	1.820
Peso en vacío	aprox. Kg	1.940	2.010
Peso en funcionamiento	aprox. Kg	2.100	2.060
<b>Conexiones</b>			
Protecciones	A	63	125
Sección del conductor	mm2	5 x 50	5 x 50
Circuito de agua caliente máx 2,5 bar		1,5" AG	NW 40
Gases de escape		DN 80 FI	DN 80 FI.
Gas		0,5" IG	0,5" IG

**Tabla 3.** Características módulos [22].

**SITUACIÓN DE REFERENCIA.**

## 2. SITUACIÓN DE REFERENCIA.

La situación de referencia define las condiciones de partida, para el diseño y evaluación de las diferentes plantas de microgeneración que se proponen como alternativas al sistema actual. En este apartado se describen los parámetros más significativos de esta situación, tanto es sus aspectos energéticos como económicos.

En este caso particular, la situación de referencia viene definida por una caldera convencional de gas natural, por lo que las alternativas contemplan la instalación de una planta de microgeneración, en paralelo con el sistema de referencia, supliendo las necesidades térmicas cubiertas por la caldera convencional.

A continuación se definen los parámetros más importantes de la situación de referencia.

### 2.1. Datos generales de la Comunidad.

La climatología de la zona donde se encuentra la comunidad, Madrid, no es extrema, pero tiene dos periodos bien diferenciados de frío-calor. La climatología media de la zona se recoge en la siguiente tabla:

Climatología *
Temp.Media (°C) 14,1
Humedad media (%) 59
Temp. Red media (°C) 10

**Tabla 4.** Climatología de la comunidad [40].

### 2.2. Capacidades del sistema actual.

La caldera convencional existente permite la producción de toda la energía térmica necesaria por la comunidad. El sistema está formado por tres calderas idénticas, conectadas en paralelo.

Su capacidad total de producción de agua caliente es:

1.290.000 kcal/h      1.500 kW      6 bar      60°C

---

\* Otros datos climatológicos se encuentran en el Anexo 1.

## 2.3. Descripción del proceso térmico.

El funcionamiento de la caldera convencional, trata de transformar agua fría en agua caliente, mediante la aplicación del calor resultante de la combustión de gas natural. La transmisión de calor se realiza por convención, a través de intercambiadores agua-gases combustibles, situados encima de las llamas de combustión. Una vez calentada el agua, pasa a un depósito de almacenamiento donde se mantiene a una temperatura mayor de 60°C, disponible para su demanda.

## 2.4. Demandas de la Comunidad.

Las demandas básicas de la comunidad son, energía térmica y su energía secundaria para generarla, y la energía eléctrica.

### 2.4.1. Demanda térmica.

En la actualidad la totalidad de las demandas térmicas son satisfechas mediante gas natural, a través de la caldera convencional, como se ha explicado anteriormente. En el siguiente cuadro se resumen las demandas térmicas por piso:

	Energía Térmica	
	Calefacción kWh/mes	ACS kWh
<b>Enero</b>	980	312
<b>Febrero</b>	763	274
<b>Marzo</b>	385	286
<b>Abril</b>	448	260
<b>Mayo</b>	220	260
<b>Junio</b>	14	243
<b>Julio</b>	1	242
<b>Agosto</b>	0	251
<b>Septiembre</b>	48	251
<b>Octubre</b>	144	268
<b>Noviembre</b>	677	277
<b>Diciembre</b>	1.057	312

**Tabla 5.** *Necesidades térmicas por piso [24].*

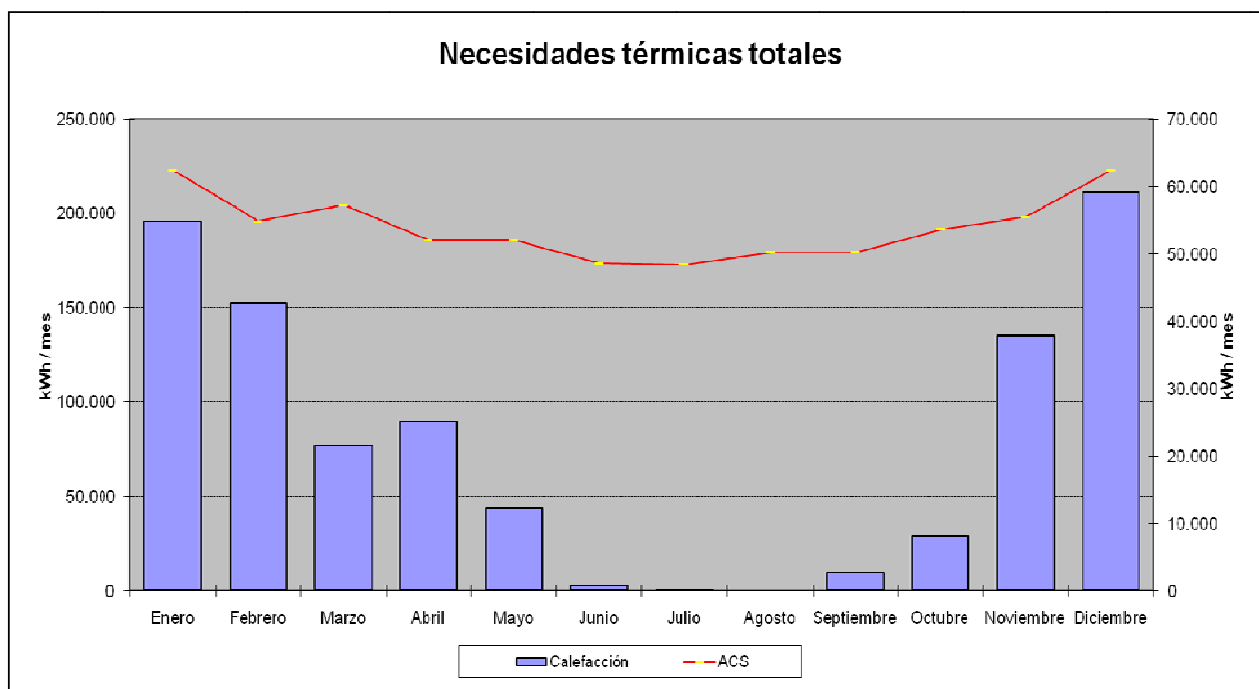


Las demandas térmicas de todas las viviendas de la comunidad son:

	Energía térmica		
	Calefacción kWh	ACS kWh	Total kWh
<b>Enero</b>	196.076	62.351	258.427
<b>Febrero</b>	152.557	54.744	207.301
<b>Marzo</b>	76.904	57.150	134.054
<b>Abril</b>	89.688	51.959	141.647
<b>Mayo</b>	44.024	51.961	95.985
<b>Junio</b>	2.702	48.600	51.302
<b>Julio</b>	135	48.490	48.625
<b>Agosto</b>	0	50.220	50.220
<b>Septiembre</b>	9.525	50.285	59.810
<b>Octubre</b>	28.788	53.691	82.479
<b>Noviembre</b>	135.330	55.307	190.637
<b>Diciembre</b>	211.356	62.351	273.701
<b>Total</b>	947.084	647.109	1.594.193

**Tabla 6.** Necesidades térmicas de la comunidad.

El siguiente gráfico muestra la curva de la demanda térmica total de la Comunidad:



**Figura 8.** Gráfico necesidades térmicas de la comunidad [53].

### **2.4.2. Demandas eléctricas de la Comunidad.**

La comunidad adquiere la energía eléctrica de una línea a 0,4 kV de la Compañía Suministradora Iberdrola. La instalación receptora se ubica en un recinto propiedad de la comunidad, existiendo acuerdo de propiedad con la empresa suministradora.

El consumo de la comunidad de vecinos es único tanto para la situación de referencia como para las diversas alternativas, debido a que ni la caldera convencional, ni los módulos de cogeneración tienen autoconsumo eléctrico. El consumo eléctrico de cada vivienda depende de sus ocupantes. Mientras que el consumo eléctrico de las partes comunes de la comunidad depende de la época del año.

La tarifa contratada por la comunidad es de último recurso (TUR) 0.4 con una potencia de 170 kW.

### **2.4.3. Demanda de energía secundaria.**

La energía secundaria demandada en la situación de referencia es el combustible para la caldera convencional, gas natural. La Compañía Suministradora contratada es Gas Natural S.A. La siguiente tabla muestra la cantidad de combustible demandada en el año 2009 y también su factura energética, estos datos han sido aportados por el administrador comunidad.

<b>Energía térmica necesaria al año (kWh)</b>	1.275.354
<b>Combustible requerido al año (PCI)</b>	1.417.060
<b>Precio total del combustible (€)</b>	57.012,22
<b>Precio del kWh Gas Natural (c€)</b>	3,62

**Tabla 7.** Demanda de gas natural, situación de referencia.

**DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN  
PROPUESTA.**

### 3. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN PROPUESTA.

En el presente apartado se describen las alternativas y los resultados de los estudios realizados, que ofrecen unas condiciones técnico-económicas que permiten asegurar su viabilidad a la Propiedad.

Cada una de las alternativas desarrolladas, contemplan una planta de microgeneración conectada en paralelo con la caldera convencional actual, utilizada en caso de indisponibilidad de la planta. Todas las alternativas serán diseñadas para cubrir toda la demanda térmica posible y cumpliendo con los Reglamentos, Real Decreto 661 y 616, y el Reglamento Electrotécnico de baja tensión.

Para obtener los resultados de las diferentes alternativas se supone que la planta se pondrá en funcionamiento al principio del año 2011.

A continuación hacemos un breve resumen de las cuatro alternativas, para posteriormente analizarlas con mayor profundidad en los apartados correspondientes a cada una de ellas:

#### 1. ALTERNATIVA 1

Instalación de un módulo GB 50 (49 kWe), para abastecer a la comunidad de agua caliente sanitaria.

#### 2. ALTERNATIVA 2

Instalación de dos módulos GB 30 (60 kWe), para abastecer a la comunidad de agua caliente sanitaria.

#### 3. ALTERNATIVA 3

Instalación de tres módulos GB 30 (90 kWe), para abastecer a la comunidad de agua caliente sanitaria y calefacción.

#### 4. ALTERNATIVA

Instalación de dos módulos GB 50 (98 kWe), para abastecer a la comunidad de agua caliente sanitaria y calefacción.

Como, los motores disponen de mayor rendimiento eléctrico que las turbinas, a igualdad de potencia, se ha desestimado directamente analizar la alternativa de turbina de gas. La rentabilidad económica de este tipo de proyectos es muy sensible al rendimiento eléctrico del equipo principal de la microgeneración, como veremos en las conclusiones de este apartado 3.

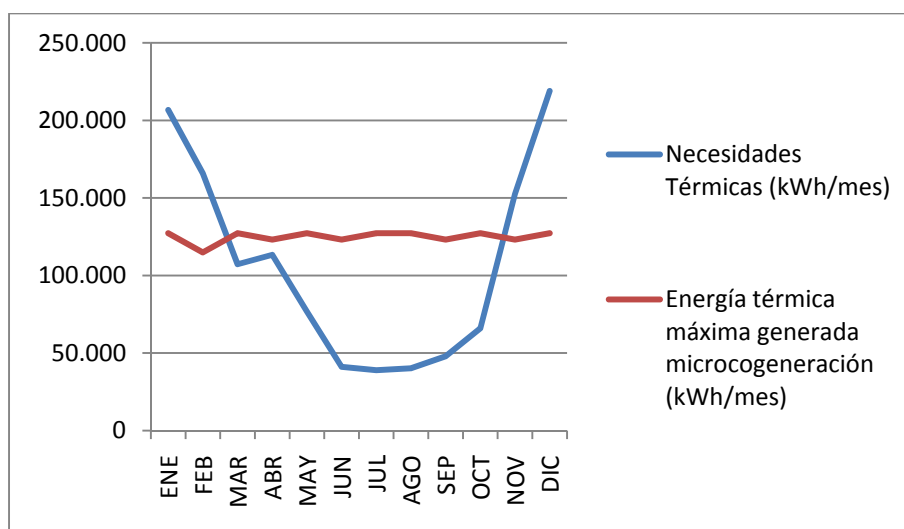
### Descripción del proceso térmico y eléctrico de las alternativas:

El principio de funcionamiento del sistema de cogeneración, que conduce a la obtención simultánea de energía eléctrica y energía térmica es el siguiente:

Los grupos motogeneradores a gas, utilizan como combustible gas natural que proviene del sistema de distribución de gas de la comunidad. La combustión de este combustible con aire filtrado y turboalimentado en el motor produce energía mecánica que se transforma en eléctrica en el alternador, acoplado al motor.

En condiciones nominales los gases de escape de cada uno de los módulos se encuentran a una temperatura de 425 °C. El calor de estos gases se aprovechará en la caldera de recuperación, de cada módulo, para calentar agua a 90°C. Transmitiendo este calor al depósito de agua caliente mediante un intercambiador de calor, que extrae agua a 85°C.

El funcionamiento de la planta de microcogeneración será continuo en carga base, produciendo el máximo de electricidad y energía térmica. Para que esta dinámica sea posible se instalará un aerogenerador que disminuya la temperatura del agua del circuito refrigerante hasta 45 °C, cuando el consumo de energía térmica sea mínimo o nulo.



**Figura 9.** Funcionamiento de la planta de microcogeneración, alternativa 3 [53].

Como se observa en la figura, durante el periodo de invierno la planta de microcogeneración no puede generar toda la energía térmica necesaria, siendo el funcionamiento del aerorefrigerador nulo. Mientras que en el periodo de verano, se genera más energía térmica que la necesaria, por lo tanto durante este periodo el aerorefrigerador funcionará constantemente.

La electricidad del grupo se generará en su alternador síncrono, con una tensión de 400/230 V y una frecuencia de 50Hz. La energía eléctrica se verterá a la red aguas arribas del Cuadro General de Protecciones de la acometida de la comunidad. En estas condiciones el alternador trabajará en paralelo con la red, generando en todo momento la máxima energía eléctrica posible y vertiéndola en su totalidad a la red. El sistema eléctrico será el encargado de efectuar la conexión del alternador del motor a la red.

A continuación se desarrollaran los resultados técnicos y económicos de cada una de las alternativas, realizando un estudio de viabilidad de cada una de ellas.

### 3.1. Alternativa 1.

La planta que se propone, está dimensionada para atender toda la demanda de agua caliente sanitaria de la comunidad. Para ello se dispone de un módulo de microgeneración, sus datos básicos se recogen en la siguiente la tabla siguiente:

Tipo de motor	GB 50
Potencia eléctrica por Módulo (kWe)	49
Potencia térmica por Módulo (kWt)	90
Consumo de combustible (kW)	175,7
Rendimiento eléctrico (%)	31,3
Potencia eléctrica instalada Planta (kWe)	49
Potencia eléctrica instalada Planta (kVA)	53
Potencia térmica instalada Planta (kWt)	90
Nº de horas/año de funcionamiento (%)	91.3
Nº de horas/año de funcionamiento	8000
Disponibilidad sobre funcionamiento (%)	95
Horas para mantenimiento	760
Superficie de la planta (m <sup>2</sup> )	93,5
Vida útil de la planta (años)	15

Tabla 8. Datos de la planta de microgeneración Alternativa 1 [22].

#### 3.1.1. Inversión.

La inversión realizada para la instalación de esta planta de microgeneración, desde la realización del proyecto hasta la puesta en marcha es la siguiente:

Motor (€)	62.000
Tanque agua fría (€)	1.800
Bombas (€)	600
Aerorefrigerante (€)	1.200
Intercambiador (€)	900
Instalación (€)	3.000
Ingeniería (€)	1.500
Legalización (€)	1.000
Total Planta (€)	72.000
Euro / kW	1.440

Tabla 9. Inversión de proyecto Alternativa 1.

### **3.1.2. Coeficientes.**

Los coeficientes utilizados para los cálculos técnicos de cada año de operación, son:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Rendimiento de caldera (%)</b>	0,90	0.918	0.927
<b>Rendimiento eléctrico (%)</b>	31,3%	30,7%	30,4%
<b>Coeficiente de degradación (%)</b>	0.02	0.01	0.01
<b>Coeficiente de simultaneidad eléctrica en consumo (%)</b>	0,50	0,50	0,50
<b>Disponibilidad sobre funcionamiento (%)</b>	0,95	0,95	0,95

**Tabla 10.** *Coeficientes técnicos Alternativa 1.*

### **3.1.3. Demandas de la Comunidad.**

La Comunidad requiere los siguientes consumos y potencias para la alternativa que nos ocupa:

<b>Energía térmica al año (kWh)</b>	517.687
<b>Punta de demanda térmica (kW)</b>	67,0
<b>Temperatura necesaria para ACS (°C)</b>	90°C

**Tabla 11.** *Consumo de la comunidad Alternativa 1.*

### **3.1.4. Resultados Técnicos.**

Los resultados técnicos de esta alternativa para los tres primeros años, son los siguientes:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Energía térmica generada al año para ACS (kWh)</b>	460.954	460.954	460.954
<b>Energía térmica a generar al año con caldera (kWh)</b>	56.733	56.733	56.733
<b>Total energía térmica generada al año (kWh)</b>	517.687	517.687	517.687
<b>Energía eléctrica generada al año (kWh)</b>	418.000	409.640	405.544
<b>Combustible requerido al año (PCI) (kWh)</b>	1.334.963	1.334.963	1.334.963
<b>Combustible requerido por caldera al año (PCI) (kWh)</b>	63.036	63.036	63.036
<b>Rendimiento eléctrico equivalente anual</b>	0,508	0,498	0,493

**Tabla 12.** *Resultados técnicos Alternativa.*

### **3.1.5. Resultados Económicos.**

Los resultados económicos para los tres primeros años de explotación de la planta están reflejados en el próximo cuadro:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Venta de electricidad a la red (€)</b>	57.924	57.919	58.714
<b>Venta de Energía térmica (90%) (€)</b>	21.844	22.499	23.174
<b>Ingresos (€)</b>	79.768	80.418	81.888

**Tabla 13.** Resultados económicos Alternativa 1.

La siguiente tabla indica los precios de las energías consumidas y vendidas para cada año de explotación de la planta, con estos datos se han calculado los resultados económicos.

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Incremento anual de la Tarifa Regulada</b>	2,77%	2,77%	2,77%
<b>Incremento de Precios de Consumo anual</b>	2,50%	2,50%	2,50%
<b>Incremento de Precios de Combustible</b>	3,00%	3,00%	3,00%
<b>Precio del kWh Gas Natural tarifa industrial (c€)</b>	3,80	3,92	4,03
<b>Tarifa eléctrica regulada (c€/kWh)</b>	13,22	13,59	13,96
<b>Precio CMP del kWh PCS Gas Natural (€)</b>	2,28	2,35	2,42
<b>Complemento por eficiencia (c€/kWh)</b>	0,64	0,55	0,52
<b>Precio final del kWh (c€)</b>	13,86	14,14	14,48
<b>Coste anual de combustible sin cogeneración (€)</b>	24.271	24.999	25.749
<b>Descuento sobre factura de G.N. convencional (%)</b>	10	10	10

**Tabla 14.** Escenario económico Alternativa 1.

### **3.1.6. Costes de Explotación.**

Los costes de explotación de la planta se indican a continuación:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Alquiler de terrenos (€)</b>	0	0	0
<b>Operación (€)</b>	1.881	1.928	1.976
<b>Mantenimiento especializado (€)</b>	4.389	4.499	4.611
<b>Gestión (€)</b>	792	812	832
<b>Seguros e impuestos (€)</b>	1.080	1.107	1.135
<b>Combustible motor (€)</b>	51.656	53.179	54.747
<b>Combustible caldera convencional (€)</b>	2.660	2.740	2.822
<b>Costes totales (€)</b>	62.458	64.264	66.123

**Tabla 15.** Coste de explotación Alternativa 1.



### **3.1.7. Resultados de Rentabilidad.**

Considerando que la inversión para esta alternativa es 72.000 €, obtenemos los siguientes indicadores económicos de rentabilidad:

<b>P.R.I. Retorno inversión sobre Marg. Explot. (años)</b>	5
<b>T.I.R. de la inversión / Margen de explotación</b>	21%
<b>V.A.N. de la inversión / Marg. de explot. (10%)</b>	43.567

**Tabla 16.** *Rentabilidad de la Alternativa 1.*

### **3.1.8. Conclusión.**

Los resultados obtenidos son excelentes, con un retorno de inversión a 5 años reducimos el posible riesgo futuro de cambio de bonificación de la tarifa eléctrica o cambio del marco legal de la cogeneración. Esta alternativa reduce el riesgo a tener una vida útil del motor principal menor de 6 años ya que al quinto año el Proyecto estaría amortizado.

Si la solución elegida fuera esta, según los resultados económicos obtenidos, el promotor podría jugar con los descuentos sobre la energía térmica vendida a los clientes, o con el porcentaje de disponibilidad de la instalación, con esto conseguiría que la oferta a la comunidad fuese más atractiva.

También destaca la sencillez de esta disposición, un único motor de 50 kW, que simplifica la instalación y el control.

### 3.2. Alternativa 2.

La planta que se propone, está dimensionada para atender toda la demanda de agua caliente sanitaria de la comunidad. Para ello se dispone de dos módulos motoalternadores, la tabla siguiente recoge los datos básicos de la planta:

Tipo de motor	GB 30
Potencia eléctrica por Módulo (kWe)	30,0
Potencia térmica por Módulo (kWt)	60,0
Consumo de combustible (kW)	110,44
Rendimiento eléctrico (%)	30,0
Potencia eléctrica instalada Planta (kWe)	60
Potencia eléctrica instalada Planta (kVA)	66
Potencia térmica instalada Planta (kWt)	120
Nº de horas/año de funcionamiento (%)	91.3
Nº de horas/año de funcionamiento	8000
Disponibilidad sobre funcionamiento (%)	95
Horas para mantenimiento	760
Superficie de la planta (m <sup>2</sup> )	93,5
Vida útil de la planta (años)	15

Tabla 17. Datos de la planta de microgeneración Alternativa 2 [22].

#### 3.2.1. Inversión.

La inversión realizada para la instalación de esta planta de microgeneración desde la realización del proyecto hasta la puesta en marcha es la siguiente:

Motor (€)	54.600
Tanque agua fría (€)	1.800
Bombas (€)	600
Aerorefrigerante (€)	2.100
Intercambiador (€)	1.100
Instalación (€)	9.200
Ingeniería (€)	3.000
Legalización (€)	1.000
Total Planta (€)	124.000
Euro / kW	2.066,66

Tabla 18. Inversión de proyecto Alternativa 2.

### **3.2.2. Coeficientes.**

Los coeficientes utilizados para los cálculos técnicos de cada año de operación, son los siguientes:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Rendimiento de caldera (%)</b>	0,90	0.918	0.927
<b>Rendimiento eléctrico (%)</b>	29,9%	29,3%	29,0%
<b>Coeficiente de degradación (%)</b>	0.02	0.01	0.01
<b>Coeficiente de simultaneidad eléctrica en consumo (%)</b>	0,50	0,50	0,50
<b>Disponibilidad sobre funcionamiento (%)</b>	0,95	0,95	0,95

**Tabla 19.** *Coeficientes técnicos Alternativa 2.*

### **3.2.3. Demandas de la Comunidad.**

La Comunidad requiere los siguientes consumos y potencias para la alternativa que nos ocupa:

<b>Energía térmica al año (kWh)</b>	517.687
<b>Punta de demanda térmica (kW)</b>	67,0
<b>Temperatura necesaria para ACS (°C)</b>	90°C

**Tabla 20.** *Consumo de la comunidad Alternativa 2.*

### **3.2.4. Resultados Técnicos.**

Los resultados técnicos de esta alternativa para los tres primeros años son:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Energía térmica generada al año para ACS (kWh)</b>	460.954	460.954	460.954
<b>Energía térmica a generar al año con caldera (kWh)</b>	56.733	56.733	56.733
<b>Total energía térmica generada al año (kWh)</b>	517.687	517.687	517.687
<b>Energía eléctrica generada al año (kWh)</b>	501.600	491.568	486.653
<b>Combustible requerido al año (PCI) (kWh)</b>	1.678.696	1.678.696	1.678.696
<b>Combustible requerido por caldera al año (PCI) (kWh)</b>	63.036	63.036	63.036
<b>Rendimiento eléctrico equivalente anual</b>	0,430	0,421	0,417

**Tabla 21.** *Resultados técnicos Alternativa 2.*

### 3.2.5. Resultados Económicos.

Los resultados económicos para los tres primeros años de explotación son los siguientes:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Venta de electricidad a la red (€)</b>	65.009	64.867	65.682
<b>Venta de Energía térmica (90%) (€)</b>	21.844	22.499	23.174
<b>Ingresos (€)</b>	86.853	87.366	88.856

**Tabla 22.** *Resultados económicos Alternativa 2.*

La siguiente tabla indica los precios de las energías consumidas y vendidas para cada año de explotación de la planta, con estos datos se han calculado los resultados económicos.

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Incremento anual de la Tarifa Regulada</b>	2,77%	2,77%	2,77%
<b>Incremento de Precios de Consumo anual</b>	2,50%	2,50%	2,50%
<b>Incremento de Precios de Combustible</b>	3,00%	3,00%	3,00%
<b>Precio del kWh Gas Natural tarifa industrial (c€)</b>	3,80	3,92	4,03
<b>Tarifa eléctrica regulada (c€/kWh)</b>	13,22	13,59	13,96
<b>Precio CMP del kWh PCS Gas Natural (€)</b>	2,28	2,35	2,42
<b>Complemento por eficiencia (c€/kWh)</b>	-0,26	-0,39	-0,47
<b>Precio final del kWh (c€)</b>	12,96	13,20	13,50
<b>Coste anual de combustible sin cogeneración (€)</b>	24.271	24.999	25.749
<b>Descuento sobre factura de G.N. convencional (%)</b>	10	10	10

**Tabla 23.** *Escenario económico Alternativa 2.*

### 3.2.6. Costes de Explotación.

Los costes de explotación de la planta se indican a continuación:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Alquiler de terrenos (€)</b>	0	0	0
<b>Operación (€)</b>	2.257	2.314	2.371
<b>Mantenimiento especializado (€)</b>	5.267	5.398	5.533
<b>Gestión (€)</b>	1.377	1.412	1.447
<b>Seguros e impuestos (€)</b>	1.878	1.925	1.973
<b>Combustible motor (€)</b>	64.723	66.637	68.609
<b>Combustible caldera convencional (€)</b>	2.660	2.740	2.822
<b>Costes totales (€)</b>	78.162	80.426	82.756

**Tabla 24.** *Coste de explotación Alternativa 2.*

### **3.2.7. Resultados de Rentabilidad.**

Considerando que la inversión para esta alternativa es 124.000 €, obtenemos los siguientes indicadores económicos:

<b>P.R.I. Retorno inversión sobre Marg. Explot. (años)</b>	9 o más años
<b>T.I.R. de la inversión / Margen de explotación</b>	-6%
<b>V.A.N. de la inversión / Marg. de explot. (10%)</b>	78.861

**Tabla 25.** *Rentabilidad de la Alternativa 2.*

### **3.2.8. Conclusión.**

Los resultados obtenidos en esta alternativa nos indican, que esta solución es inviable tanto económicamente como técnicamente. Si nos fijamos en los resultados económicos obtenidos no dispondremos de beneficios hasta más allá de 9 años. Y por otro lado, la planta de microgeneración no podría ser instalada debido al bajo rendimiento eléctrico equivalente. El Real Decreto 661 nos fija un rendimiento eléctrico equivalente mínimo de 45 %, esta alternativa no cumple este rendimiento y no obtendría el complemento por eficiencia ni la tarifa especial del kWhe, lo que nos influye directamente en los resultados económicos.

El motivo de la inviabilidad es una mayor potencia térmica instalada respecto a los consumos previstos de agua caliente sanitaria. Por tanto, esta alternativa es descartable.

### 3.3. Alternativa 3.

La planta que se propone, está dimensionada para atender toda la demanda de agua caliente sanitaria y calefacción de la Comunidad. Para ello se dispone de tres módulos, la tabla siguiente recoge los datos básicos:

Tipo de motor	GB 30
Potencia eléctrica por Módulo (kWe)	30,0
Potencia térmica por Módulo (kWt)	60,0
Consumo de combustible (kW)	110,44
Rendimiento eléctrico (%)	30,0
Potencia eléctrica instalada Planta (kWe)	90
Potencia eléctrica instalada Planta (kVA)	99
Potencia térmica instalada Planta (kWt)	180
Nº de horas/año de funcionamiento (%)	91.3
Nº de horas/año de funcionamiento	8000
Disponibilidad sobre funcionamiento (%)	95
Horas para mantenimiento	760
Superficie de la planta (m <sup>2</sup> )	93,5
Vida útil de la planta (años)	15

Tabla 26. Datos de la planta de microgeneración Alternativa 3 [22].

#### 3.3.1. Inversión.

La inversión realizada para la instalación de esta planta de microgeneración desde la realización del proyecto hasta la puesta en marcha es:

Motor (€)	54.600
Tanque agua fría (€)	1.800
Bombas (€)	600
Aerorefrigerante (€)	2.600
Intercambiador (€)	1.200
Instalación (€)	11.800
Ingeniería (€)	3.200
Legalización (€)	1.000
Total Planta (€)	186.000
Euro / kW	2.006,66

Tabla 27. Inversión de proyecto Alternativa 3.

### **3.3.2. Coeficientes.**

Los coeficientes utilizados para los cálculos técnicos de cada año de operación, son los siguientes:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Rendimiento de caldera (%)</b>	0,90	0,918	0,927
<b>Rendimiento eléctrico (%)</b>	29,9%	29,3%	29,0%
<b>Coeficiente de degradación (%)</b>	0,02	0,01	0,01
<b>Coeficiente de simultaneidad eléctrica en consumo (%)</b>	0,50	0,50	0,50
<b>Disponibilidad sobre funcionamiento (%)</b>	0,95	0,95	0,95

**Tabla 28.** *Coeficientes técnicos Alternativa 3.*

### **3.3.3. Demandas de la Comunidad.**

La Comunidad requiere los siguientes consumos y potencias para la alternativa que nos ocupa:

<b>Energía térmica al año (kWh)</b>	1.275.354
<b>Punta de demanda térmica (kW)</b>	294,3
<b>Temperatura necesaria para ACS (°C)</b>	90°C

**Tabla 29.** *Consumo de la comunidad Alternativa 3.*

### **3.3.4. Resultados Técnicos.**

Los resultados técnicos de esta alternativa para los tres primeros años se reflejan a continuación:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Energía térmica generada al año para ACS (kWh)</b>	1.000.778	1.000.778	1.000.778
<b>Energía térmica a generar al año con caldera (kWh)</b>	274.576	274.576	274.576
<b>Total energía térmica generada al año (kWh)</b>	1.275.354	1.275.354	1.275.354
<b>Energía eléctrica generada al año (kWh)</b>	752.400	737.352	729.979
<b>Combustible requerido al año (PCI) (kWh)</b>	2.518.043	2.518.043	2.518.043
<b>Combustible requerido por caldera al año (PCI) (kWh)</b>	305.085	305.085	305.085
<b>Rendimiento eléctrico equivalente anual</b>	0,535	0,524	0,519

**Tabla 30.** *Resultados técnicos Alternativa 3.*

### 3.3.5. Resultados Económicos.

Esta alternativa obtiene unos resultados económicos, recogidos en la siguiente tabla:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Venta de electricidad a la red (€)</b>	106.147	106.193	107.682
<b>Venta de Energía térmica (90%) (€)</b>	53.813	55.428	57.091
<b>Ingresos (€)</b>	159.960	161.621	164.773

**Tabla 31.** Resultados técnicos Alternativa 3.

La siguiente tabla indica los precios de las energías consumidas y vendidas para cada año de explotación de la planta, con estos datos se han calculado los resultados económicos.

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Incremento anual de la Tarifa Regulada</b>	2,77%	2,77%	2,77%
<b>Incremento de Precios de Consumo anual</b>	2,50%	2,50%	2,50%
<b>Incremento de Precios de Combustible</b>	3,00%	3,00%	3,00%
<b>Precio del kWh Gas Natural tarifa industrial (c€)</b>	3,80	3,92	4,03
<b>Tarifa eléctrica regulada (c€/kWh)</b>	13,22	13,59	13,96
<b>Precio CMP del kWh PCS Gas Natural (€)</b>	2,28	2,35	2,42
<b>Complemento por eficiencia (c€/kWh)</b>	0,89	0,82	0,79
<b>Precio final del kWh (c€)</b>	14,11	14,40	14,75
<b>Coste anual de combustible sin cogeneración (€)</b>	59.793	61.586	63.434
<b>Descuento sobre factura de G.N. convencional (%)</b>	10	10	10

**Tabla 32.** Escenario económico Alternativa 3.

### 3.3.6. Costes de Explotación.

Los costes de explotación de la planta se indican a continuación:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Alquiler de terrenos (€)</b>	0	0	0
<b>Operación (€)</b>	3.386	3.470	3.557
<b>Mantenimiento especializado (€)</b>	7.900	8.098	8.300
<b>Gestión (€)</b>	2.066	2.117	2.170
<b>Seguros e impuestos (€)</b>	2.817	2.887	2.960
<b>Combustible motor (€)</b>	96.629	99.501	102.459
<b>Combustible caldera convencional (€)</b>	12.873	13.259	13.657
<b>Costes totales (€)</b>	125.671	129.333	133.103

**Tabla 33.** Coste de explotación Alternativa 3.



### **3.3.7. Resultados de Rentabilidad.**

Considerando que la inversión para esta alternativa es 186.000 €, obtenemos los siguientes indicadores económicos:

<b>P.R.I. Retorno inversión sobre Marg. Explot. (años)</b>	6
<b>T.I.R. de la inversión / Margen de explotación</b>	15%
<b>V.A.N. de la inversión / Marg. de explot. (10%)</b>	50.020

**Tabla 34.** *Rentabilidad de la Alternativa 3.*

### **3.3.8. Conclusión.**

Los resultados son buenos aunque ligeramente inferiores a la alternativa 1. Efectivamente, una rentabilidad del proyecto de 15% a los 15 años es un buen resultado, ya que el consumo térmico de agua caliente sanitaria y calefacción es cubierto con unos motores de mayor potencia que la alternativa 1 sin perjudicar el rendimiento eléctrico equivalente.

Esta alternativa será la solución elegida para instalar la planta de microgeneración, ya que cumple con todos los requisitos de la comunidad y ofrece un buen resultado al promotor de la planta.

### 3.4. Alternativa 4.

La planta que se propone, está dimensionada para atender toda la demanda de agua caliente sanitaria y calefacción de la Comunidad. Para ello se dispone de dos módulos, con las siguientes características:

Tipo de motor	GB 50
Potencia eléctrica por Módulo (kWe)	49
Potencia térmica por Módulo (kWt)	90
Consumo de combustible (kW)	175,7
Rendimiento eléctrico (%)	31,3
Potencia eléctrica instalada Planta (kWe)	98
Potencia eléctrica instalada Planta (kVA)	106
Potencia térmica instalada Planta (kWt)	180
Nº de horas/año de funcionamiento (%)	91.3
Nº de horas/año de funcionamiento	8000
Disponibilidad sobre funcionamiento (%)	95
Horas para mantenimiento	760
Superficie de la planta (m <sup>2</sup> )	93,5
Vida útil de la planta (años)	15

Tabla 35. Datos de la planta de microgeneración Alternativa 4 [22].

#### 3.4.1. Inversión.

La inversión realizada para la instalación de esta planta de microgeneración desde la realización del proyecto hasta la puesta en marcha es la siguiente:

Motor (€)	62.000
Tanque agua fría (€)	1.800
Bombas (€)	600
Aerorefrigerante (€)	2.600
Intercambiador (€)	1.200
Instalación (€)	9.600
Ingeniería (€)	3.200
Legalización (€)	1.000
Total Planta (€)	144.000
Euro / kW	1.440

Tabla 36. Inversión de proyecto Alternativa 4.

### **3.4.2. Coeficientes.**

Los coeficientes utilizados para los cálculos técnicos de cada año de operación, son los siguientes:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Rendimiento de caldera (%)</b>	0,90	0.918	0.927
<b>Rendimiento eléctrico (%)</b>	0,31	0.307	0.304
<b>Coeficiente de degradación (%)</b>	0.02	0.01	0.01
<b>Coeficiente de simultaneidad eléctrica en consumo (%)</b>	0,50	0,50	0,50
<b>Disponibilidad sobre funcionamiento (%)</b>	0,95	0,95	0,95

**Tabla 37.** *Coeficientes técnicos Alternativa 4.*

### **3.4.3. Demandas de la Comunidad.**

La Comunidad requiere los siguientes consumos y potencias para la alternativa que nos ocupa:

<b>Energía térmica al año (kWh)</b>	1.275.354
<b>Punta de demanda térmica (kW)</b>	294,3
<b>Temperatura necesaria para ACS (°C)</b>	90°C

**Tabla 38.** *Consumo de la comunidad Alternativa 4.*

### **3.4.4. Resultados Técnicos.**

Los resultados técnicos de esta alternativa para los tres primeros años son los siguientes:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Energía térmica generada al año para ACS (kWh)</b>	1.000.778	1.000.778	1.000.778
<b>Energía térmica a generar al año con caldera (kWh)</b>	274.576	274.576	274.576
<b>Total energía térmica generada al año (kWh)</b>	1.275.354	1.275.354	1.275.354
<b>Energía eléctrica generada al año (kWh)</b>	836.000	819.280	811.088
<b>Combustible requerido al año (PCI) (kWh)</b>	2.669.925	2.669.925	2.669.925
<b>Combustible requerido por caldera al año (PCI) (kWh)</b>	305.085	305.085	305.085
<b>Rendimiento eléctrico equivalente anual</b>	0,537	0,526	0,521

**Tabla 39.** *Resultados técnicos Alternativa.4.*

### **3.4.5. Resultados Económicos.**

Los resultados económicos para los tres primeros años de explotación son:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Venta de electricidad a la red (€)</b>	118.050	118.105	119.763
<b>Venta de Energía térmica (90%) (€)</b>	53.813	55.428	57.091
<b>Ingresos (€)</b>	171.863	173.532	176.853

**Tabla 40.** *Resultados económicos Alternativa 4.*

La siguiente tabla indica los precios de las energías consumidas y vendidas para cada año de explotación de la planta, con estos datos se han calculado los resultados económicos.

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Incremento anual de la Tarifa Regulada</b>	2,77%	2,77%	2,77%
<b>Incremento de Precios de Consumo anual</b>	2,50%	2,50%	2,50%
<b>Incremento de Precios de Combustible</b>	3,00%	3,00%	3,00%
<b>Precio del kWh Gas Natural tarifa industrial (c€)</b>	3,80	3,92	4,03
<b>Tarifa eléctrica regulada (c€/kWh)</b>	13,22	13,59	13,96
<b>Precio CMP del kWh PCS Gas Natural (€)</b>	2,28	2,35	2,42
<b>Complemento por eficiencia (c€/kWh)</b>	0,90	0,83	0,80
<b>Precio final del kWh (c€)</b>	14,12	14,42	14,77
<b>Coste anual de combustible sin cogeneración (€)</b>	59.793	61.586	63.434
<b>Descuento sobre factura de G.N. convencional (%)</b>	10	10	10

**Tabla 41.** *Escenario económico Alternativa 4.*

### **3.4.6. Costes de Explotación.**

Los costes de explotación de la planta se indican a continuación:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Alquiler de terrenos (€)</b>	0	0	0
<b>Operación (€)</b>	3.762	3.856	3.952
<b>Mantenimiento especializado (€)</b>	8.778	8.997	9.222
<b>Gestión (€)</b>	1.584	1.624	1.664
<b>Seguros e impuestos (€)</b>	2.160	2.214	2.269
<b>Combustible motor (€)</b>	102.403	105.448	108.584
<b>Combustible caldera convencional (€)</b>	12.873	13.259	13.657
<b>Costes totales (€)</b>	131.560	135.398	139.349

**Tabla 42.** *Coste de explotación Alternativa 4.*

### **3.4.7. Resultados de Rentabilidad**

Considerando que la inversión para esta alternativa es 144.000 €, obtenemos los siguientes indicadores económicos:

<b>P.R.I. Retorno inversión sobre Marg. Explot. (años)</b>	4
<b>T.I.R. de la inversión / Margen de explotación</b>	26%
<b>V.A.N. de la inversión / Marg. de explot. (10%)</b>	131.210

**Tabla 43.** *Rentabilidad de la Alternativa 4.*

### **3.4.8. Conclusión.**

Como se puede observar los resultados obtenidos son muy buenos, esta alternativa reduce el riesgo ante el cambio de la legislación vigente, de tarifa especial.

El inconveniente que hace a esta alternativa descartable, es el impedimento técnico para su posible instalación, al ser la potencia aparente instalada (106 kVA) mayor que la permitida por el Reglamento de Baja Tensión en la Instrucción 40 de 100kVA. Para la posible instalación de esta planta se debería instalar un controlador de potencia, que controle la planta para que no superara ese límite, aumentando la inversión del proyecto y complicando su control.

### 3.5. Cuadro resumen de las alternativas.

El siguiente resumen de las alternativas refleja los resultados técnicos del primer año de funcionamiento:

RESULTADOS TÉCNICOS	ALTERNATIVAS			
	<u>Alternativa 1</u>	<u>Alternativa 2</u>	<u>Alternativa 3</u>	<u>Alternativa 4</u>
<b>Operación</b>	ACS	ACS	ACS y Calefacción	ACS y Calefacción
<b>Número de motores</b>	1	2	3	2
<b>Potencia planta (kWe)</b>	49	60	90	98
<b>Potencia planta (kWt)</b>	90	120	180	180
<b>Potencia planta (kVA)</b>	53	66	99	106
<b>Inversión (€)</b>	72.000	124.000	186.000	114.000
<b>Energía demandada térmica al año (kWh)</b>	517.687	517.687	1.275.354	1.275.354
<b>Energía térmica generada al año (kWh)</b>	460.954	460.954	1.000.778	1.000.778
<b>Energía térmica a generar al año convencionalmente (kWh)</b>	56.733	56.733	274.576	274.576
<b>Energía eléctrica generada al año (kWh)</b>	418.000	501.600	752.400	836.000
<b>Combustible requerido al año (PCI) (kWh)</b>	1.334.963	1.678.696	2.518.043	2.669.925
<b>Combustible requerido por caldera convencional al año (PCI) (kWh)</b>	63.036	63.036	305.085	305.085
<b>Rendimiento eléctrico equivalente anual</b>	0,508	0,430	0,535	0,537
<b>Venta de electricidad (€)</b>	57.924	65.009	106.147	118.050
<b>Venta de Energía térmica (€)</b>	21.844	21.844	53.813	53.813
<b>Ingresos (€)</b>	79.768	86.853	159.960	171.863
<b>Complemento por eficiencia (c€/kWh)</b>	0,64	-0,26	0,89	0,90
<b>Precio final del kWh (c€)</b>				
<b>Gastos de Operación (€)</b>	1.881	2.257	3.386	3.762
<b>Gastos Mantenimiento especializado (€)</b>	4.389	5.267	7.900	8.778
<b>Gastos de Gestión (€)</b>	792	1.377	2.066	1.584
<b>Gastos de Seguros e impuestos (€)</b>	1.080	1.878	2.817	2.160
<b>Gastos combustibles (€)</b>	54.316	67.383	109.502	115.276
<b>Gastos totales (€)</b>	62.458	78.162	125.671	131.560
<b>P.R.I. Retorno inversión sobre Marg. Explot. (años)</b>	5	9 o más años	6	4
<b>T.I.R. de la inversión / Margen de explotación</b>	21%	-6%	15%	26%

Tabla 44. Resumen de los resultado técnicos de las alternativas.

**DESCRIPCIÓN  
DE LA SOLUCIÓN ELEGIDA.**

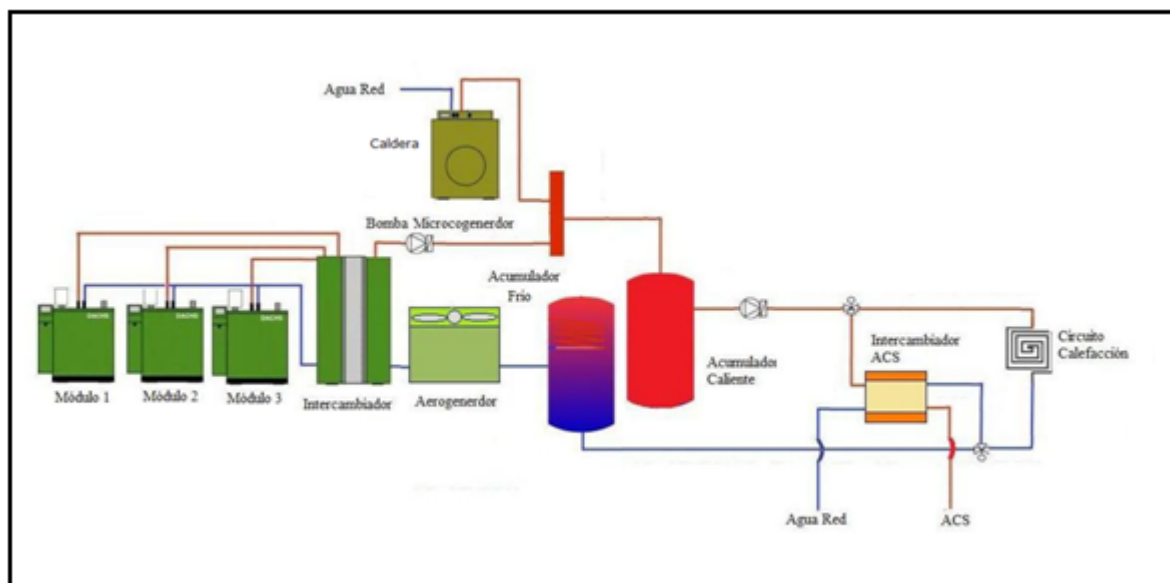
## 4. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ELEGIDA.

El objetivo de la planta de microgeneración es la obtención simultánea de energía eléctrica y térmica, para obtener el mayor beneficio posible. A la vista de los resultados obtenidos en el capítulo 3 "Descripción de la situación propuesta", se ha optado por seleccionar la alternativa 3, que nos aporta la mejor relación entre producción de la energía térmica necesaria y la electricidad producida, así como cumplimiento de todas las normativas.

Esta alternativa consiste en una planta de microgeneración accionada por tres módulos de microgeneración, consistentes cada uno en un motogenerador a gas natural de 36 kW, un intercambiador que permita recuperar el calor del módulo, un sistema que permita almacenar el agua caliente y un aerogenerador que refrigere el circuito cuando no hay consumo de energía térmica.

El funcionamiento de la planta de microgeneración es a carga base, estará continuamente entregando energía térmica y eléctrica, para ello los grupos de presión de la comunidad y de la planta de microgeneración estarán funcionando continuamente, para la refrigeración de la planta. Cuando los consumos térmicos sean nulos o mínimos, se desperdiciará la energía térmica generada mediante un aerorefrigerador, que disminuirá la temperatura del agua de retorno de la calefacción, para el correcto funcionamiento de la refrigeración de los módulos.

La siguiente imagen muestra la integración de la planta en el proceso térmico actual de la comunidad, así como los elementos necesarios para construirla.



**Figura 10.** Proceso térmico de la planta de microgeneración [50].

Los equipos que aparecen en la imagen, como acumulador de agua caliente, caldera, colectores, etc. no son objeto de este proyecto, estando ya estos instalados. Los que se consideren básicos para el funcionamiento de la planta de microgeneración serán nombrados y desarrollado sus características principales.



## **4.1. Emplazamiento, características básicas y usos a que se destina.**

### **4.1.1. Emplazamiento.**

El local donde se quiere realizar la presente instalación de la planta de microcogeneración, es un local prestado por la comunidad de vecinos sin intereses económicos. Dicho local está situado en el garaje de la comunidad.

### **4.1.2. Antecedentes.**

En el local se venían desarrollando anteriormente, el proceso térmico de agua caliente sanitaria y calefacción mediante una caldera convencional, la cual no se desinstalará debido a su posterior utilización por parte del propietario de la planta de microcogeneración, como se indicó en las bases de partida de este proyecto.

Se realizará la nueva instalación eléctrica de la planta microcogeneración independiente de la existente en el local. La instalación se realizará de acuerdo a lo que especifica el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión RD 842/2002 [10], para instalaciones generadoras de baja tensión, según la ITC-BT-40.

La conexión con el sistema térmico actual se realizará de forma paralela, siendo controlados ambos sistemas por la nueva planta. La instalación se realizará de acuerdo a lo que se especifica en el Código Técnico de la Edificación [1] y en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios [4].

### **4.1.3. Descripción del local.**

Se trata de un local de 93,5 m<sup>2</sup>, con una disposición de máquinas indicada en el plano 2. El acceso al local, es único desde el garaje de la comunidad.

El local está acondicionado perfectamente para la actividad a desarrollar (ventilación, accesos, sistema de evacuación, seguridad antiincendios...), ya que en la actualidad se desarrolla una actividad similar. Todos los sistemas auxiliares necesarios para la instalación de la planta, serán revisados para que cumplan lo indicado en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios [4].

#### **4.1.4. Previsión de cargas.**

De acuerdo a lo que define la ITC-BT-10 [10], en su punto 4.2, edificios destinados a concentración de industrias, se calculará la previsión de cargas considerando un mínimo de 125 W/m<sup>2</sup>.

En el caso del local la potencia mínima a prever será de  $93,5 \text{ m}^2 \cdot 125 \text{ W} = 116.875 \text{ W}$ . Potencia que se supera con la potencia eléctrica de la actividad, de 90 kW, calculada en el anexo V de cálculos eléctricos justificativos.

#### **4.1.5. Clasificación de zonas con riesgo de incendio o explosión.**

Teniendo en cuenta lo especificado en la ITC-BT-29 [10], el local destinado para la planta de microgeneración se trata de un emplazamiento clase I, emplazamiento en los que hay o puede haber gases, vapores o nieblas en cantidad suficiente para producir atmósferas explosivas o inflamables. Dentro de la clase I el local se distingue por zona 2, emplazamiento en el que no cabe contar, en condiciones normales de funcionamiento, con la formación de atmósfera explosiva constituida por una mezcla con aire de sustancias inflamables, dicha atmósfera explosiva sólo subsiste por espacios de tiempo breves.

Los equipos a instalar en el local son de categoría 1, aparatos diseñados para que puedan funcionar dentro de los parámetros operativos determinados por el fabricante y asegurar un nivel de protección muy alto. Como indica la tabla 1 de la ITC-BT-29 [10] en el apartado 7.2, es posible la instalación de dichos equipos en la zona 2, correspondiente al local.

Se tomarán las medidas necesarias, según el Reglamento de seguridad contra incendios en establecimientos industriales [12], para la detención de humos conectados a alarma y existencia de extintores espumógenos portátiles. Comprobando su existencia en la preinstalación.

Se comprobará el cumplimiento del RITE [4] en la preinstalación, donde especifica que en salas de máquinas generadores de calor a gas se instalará un sistema de detección de fugas y corte de gas. Se comprobará la instalación de un detector de gas por cada 25m<sup>2</sup> de superficie, dichos detectores deberán estar instalados a una distancia menor de 0,5 m del techo de la sala y actuarán antes de que se alcance el 50% del límite inferior de explosividad del gas, activando el sistema de corte.

## 4.2. Descripción de los equipos principales.

### 4.2.1 Modulo de Microcogeneración.

#### 4.2.1.1 *Criterio dimensional.*

Los criterios seguidos para el dimensional del módulo de microcogeneración han sido los siguientes:

- Asegurar que la demanda de energía térmica resultante, se cubre con el calor aprovechado de gases de escape del motor, sin necesidad de quemadores adicionales.
- Asegurar el cumplimiento del valor mínimo del Rendimiento Eléctrico Equivalente, exigido por la legislación actual para obtener el estatuto de autogenerador mediante instalaciones de microcogeneración.
- Proporcionar un elevado rendimiento energético global de la planta, mayor a 45% según indica anexo I [3].

#### 4.2.1.2 *Criterios de selección.*

Los criterios fundamentales para la selección del modelo de motogenerador a gas, de los módulos de microcogeneración, son los siguientes:

- Características técnicas del motor (rendimiento eléctrico y térmico útil, tensión de generación, consumo de aceite, etc).
- Referencias en instalaciones similares de mayor tamaño.
- Valores de garantía de disponibilidad y fiabilidad.

#### 4.2.1.3 *Características del módulo.*

Los módulos a gas Energator [22] integran en un único equipo todos los elementos necesarios para producir conjuntamente electricidad y calor. Un motor de combustión interna acciona un generador eléctrico que trabaja en paralelo con la red. El calor de refrigeración y de los gases de escape se recupera simultáneamente como agua caliente, lográndose el máximo aprovechamiento del combustible.

Dichos módulos emplean motores industriales de última generación, diseñados para trabajo en continuo, cumpliendo las normativas más exigentes en materia de eficiencia y emisiones.

El ciclo seguido por el motor es un ciclo Otto, cuya sistemática de funcionamiento es, en síntesis, la siguiente:

Un determinado caudal de aire atmosférico, previamente filtrado es comprimido mediante un compresor antes de ser vehiculado a los cilindros. Una vez mezclado con el gas natural, se comprime hasta un valor tal que al saltar la chispa entre los electrodos de una bujía, en un punto próximo al punto muerto superior, se produce la explosión de la mezcla.

El incremento de energía debida a esta combustión, provoca una expansión de la mezcla que empuja al cilindro hacia su punto muerto inferior. Este movimiento de translación del pistón se convierte en el movimiento giratorio en el cigüeñal del motor gracias al sistema biela-manivela que une el pistón con el cigüeñal. Este ultimo arrastra a un alternador, el cual trasforma la energía mecánica del motor en energía eléctrica.

Los gases de escape de los cilindros, son vehiculados hacia una turbina la cual está unida al compresor del aire de entrada al motor. En esta turbina de gases de escape se consigue aprovechar parte de la energía de los gases en accionar dicho compresor, con lo cual se mejora el rendimiento del motor.

Los gases de combustión, después de pasar por la turbina, sin presión y a una temperatura aproximadamente de 420°C, se conducen al conducto de evacuación de gases de caldera, atravesando la caldera de recuperación, intercambiador de calor por donde circula agua fría (agua de refrigeración) que es calentada hasta 90°C. La temperatura de salida de gases de escape es de 150°C.

En los motores alternativos, además de los gases de escape, se generan otros efluentes calientes que pueden ser aprovechados como fuentes de generación de energía térmica. Estos sistemas son: el sistema de agua de refrigeración de los cilindros del motor y del turbocompresor y de la refrigeración del aceite lubricante.

El sistema de recuperación de agua caliente, consta de un intercambiador, llamado caldera de recuperación, de un depósito de almacenamiento y de un sistema de bombas de circulación de agua.

El alternador de los módulos, es un generador industrial asíncrono refrigerado por aire permanentemente acoplado al motor, que lo acciona a una velocidad constante de 1.500 rpm. La conexión del alternador se realizará en estrella, ya que así se atenúan los efectos no deseables de perturbación por armónicos, se compensan entre ellos, con lo cual la tensión entre fases se mantiene solenoidal. El neutro del alternador estará conectado a tierra directamente, según indica el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en la instrucción ITC-BT-40.

La tensión generada por los módulos será prácticamente senoidal, asegurando por el fabricante, una tasa máxima de armónicos en cualquier condición de funcionamiento, como se indica en la ITC-BT-40 [10], de:

Armónicos de orden par:	4/n
Armónicos de orden 3:	5
Armónicos de orden impar ( $\geq 5$ ):	25/n

El factor de potencia, asegurado por el fabricante, no será en ninguna condición inferior a 0,86 [10], siendo este en condiciones nominales de 0.91. Por lo tanto no será necesario en la planta instalar correctores de factor de potencia.

El encapsulado del modulo tiene características de aislante térmico y acústico, que garantiza una sonoridad inferior a 59-62 dB(A) a un metro de distancia, según DIN 45635. El encapsulado acoge las conexiones eléctricas y el control del motor, ubicados en un armario independiente, de fácil acceso unido al encapsulado.

En la parte inferior de los módulos van incorporados unos soportes anti-vibración, silent-block.

El control de modulo se realiza a través de un microprocesador, que supervisa en todo momento el funcionamiento del motor y la producción eléctrica y térmica. La carga se regula en dos escalones (60-100%) para evitar paradas y arranques innecesarios.

Los módulos se pueden controlar y monitorizar, remotamente a través de modem o red, así como integrar un control centralizado. El sistema de control se detallará más adelante.

El mantenimiento preventivo de las maquinas (cambio de aceite y chequeo) se realizará cada 1.500 horas, según indica el fabricante [22].

Los módulos de microcogeneración se instalan como un generador térmico más en sala de calderas. Los gases de combustión se evacúan conjuntamente con la caldera convencional. La instalación del módulo, se realizará en paralelo con la caldera convencional, siendo posible la generación de agua caliente mediante una ruta alternativa, en caso de indisponibilidad de la primera.

La siguiente tabla recoge los datos característicos del módulo de microcogeneración Energator GB 30 (Besel):

CONCEPTO	UNIDAD	GB 30
<b><i>Datos Motor</i></b>		
Cilindros		6 en V4T
Cilindrada	l	4,2
Velocidad de giro	rpm	1.500
Potencia máxima	kW	36
Consumo	m3/h	10,5
Consumo	kW	110,44
Presión máxima de gases de escape	mbar	50
Caudal de gases de escape	m3/h	490
Caudal de aire de admisión	m3/h	3.200
Agua a 90°C		
Potencia térmica máxima (100% carga)	kWh_t	60
Potencia térmica mínima (60% carga)	kWh_t	36
<b><i>Generador asíncrono</i></b>		
Potencia aparente	kVA	33
Potencia activa (100% carga)	kW	30
Potencia activa (60% carga)	kW	18
Tensión	V	400
Rendimiento eléctrico	%	0,28
Rendimiento eléctrico equivalente	%	0,75

CONCEPTO	UNIDAD	GB 30
<b><i>Dimensiones</i></b>		
Longitud	mm	3.000
Anchura	mm	1.180
Altura	mm	1.820
Peso en vacío	aprox. Kg	1.940
Peso en funcionamiento	aprox. Kg	2.100
<b><i>Conexiones</i></b>		
Protecciones	A	63
Sección del conductor	mm <sup>2</sup>	5 x 50
Circuito de agua caliente máx 2,5 bar		1,5" AG
Gases de escape		DN 80 FI
Gas		0,5" IG

**Tabla 45.** Características del módulo GB-30 [22].

#### 4.2.1.4 Sistemas auxiliares.

Para su funcionamiento, los módulos necesitan de una serie de sistemas auxiliares tales como:

- Sistema de combustible.
- Sistema de control.

Las características fundamentales de dichos sistemas, facilitados por el fabricante [22], son las siguientes:

##### i. Sistemas de combustible.

Los requerimientos de este sistema, de acuerdo con las especificaciones de los fabricantes de los módulos, son:

CONCEPTO	UNIDAD	
Presión mínima de entrada	bar	4 (Presión de red)
Caudal máximo	Nm <sup>3</sup> /h	16,7
Poder calorífico inferior	MJ/Nm <sup>3</sup>	36,7
Índice metano mínimo	%	>75

**Tabla 46.** Requerimientos del combustible del módulo GB-30 [22].

La compañía GAS NATURAL FENOSA S.A. proporciona los siguientes valores para los tipos actuales de gas natural en la zona del emplazamiento [30]:

Índice de Metano:	>75%
Presión garantizada:	4 bar
Presión máxima:	6 bar

Como puede apreciarse, el gas de suministro entra dentro de los valores requeridos por el fabricante del motogenerador, no siendo imprescindible la instalación de una estación de regulación y medida.

El sistema de combustible está constituido por: acometida interior, estación regulación y medida, colector de distribución y entrada motor. Debido a la preinstalación del local el sistema de combustible necesario a instalar son únicamente las líneas de distribución y entrada a motor.

A continuación se detallan las partes del sistema de combustible:

-Acometida interior: Desde válvula de compañía hasta la estación de regulación y medida existente (ERM). Su recorrido será todo exterior y aéreo, con soportación a un metro de altura sobre el nivel del suelo. Las uniones serán embridadas. Dispondrá de llave de seccionamiento después de la general de la compañía y a la entrada ERM, de juntas dieléctricas y de una toma de tierra. Se realizarán las siguientes pruebas: radiografiado al 100%, resistencia mecánica y estanqueidad. Para la nueva planta de microgeneración se aprovechará la acometida existente que cumple los requisitos anteriores. Es posible la utilización de la acometida interior existente para la nueva planta ya que dispone de capacidad suficiente para más de 60 m<sup>3</sup>/h, para una velocidad máxima del gas de 30m/s. Características de la acometida interior existente:

Diámetro:	7/8" IG
Material:	Acero al carbono s/DIN 2448

-Estación de Regulación y Medida de Gas (ERM): Estará compuesta por dos líneas de regulación y filtraje, sistema de contaje con contador tipo turbina, manotermógrafo y toma de tierra independiente. La ERM a utilizar será la preinstalada en local, se realizarán las pruebas de verificación, siendo las mismas que para la acometida interior. Características:

Diámetro:	7/8" IG
Material:	Acero al carbono s/DIN 2448
Caudal:	60 Nm <sup>3</sup> /h
Presiones entr/sal:	2-6/4bar

-Colector y línea de distribución: Constará de un sistema de contaje con contador tipo turbina (un contador para la caldera y otro para la planta de microgeneración), manotermógrafo y toma de tierra independiente. El material será Acero al carbono s/DIN 2448. El colector dará salida a la línea, con llave de seccionamiento a la salida del colector, válvula tipo mariposa y válvula anti-retorno. Las uniones serán embridas. La disposición será en tendido aéreo y exterior, con soportación a un metro de altura sobre el nivel del suelo. Las pruebas de verificación serán las mismas que para la acometida interior.

Longitud:	14,13 m
Diámetro:	2" IG
Material:	Acero al carbono s/DIN 2448

-Entrada motor: Consta de llave de seccionamiento, válvula de regulación, válvula solenoide de parada y seguridad y filtro de gas.

Longitud:	0,78 m
Diámetro:	½" IG
Material:	Acero al carbono s/DIN 2448
Presión de entrada:	4 bar

## ii. **Sistema Control.**

El sistema de control de cada módulo se realizará a través del Panel Central de Control y alarmas, este panel también controlará las protecciones del generador, incluidas en el módulo por el fabricante [22], así como también controlará la sincronización del generador.

A continuación se definirán los sistemas de control de los módulos de microgeneración [22].

### Panel Central de Control y Alarmas, Protección del Generador y Sincronización (CCPS)

Panel de control hermético de chapa de acero, situado en el cuadro de control de cada módulo, instalado en su cubierta. Consta de una sección general de control, con el equipo de sincronización y la central de alarmas, y de una sección de control del grupo donde van los indicadores, protecciones y supervisiones.

#### *Descripción del funcionamiento:*

El CCPS se ha diseñado para el manejo manual o automático, con sincronización manual o automática del grupo. Está preparado para que el grupo trabaje en paralelo con la red de la Compañía Eléctrica. El arranque, la sincronización y el control de carga del grupo y las actividades de regulación se llevarán a cabo de forma automática o manual (mediante interruptores y pulsadores situados en este cuadro central) a través de un PLC integrado en el cuadro de control del grupo.



Dicho PLC irá chequeando las seguridades, enclavamientos y señales necesarias, activando de forma adecuada las secuencias de señalización y control de funcionamiento del grupo.

Los módulos incluyen para su control, los siguientes equipos:

A1) Sección general de control.

La sección general incluye:

- 1 Voltímetro doble de sincronización.
- 1 Frecuencímetro doble de sincronización.
- 1 Sincronoscopio.
- 1 Relé de sincronización.
- 1 Selector de modo de sincronización (manual/auto).
- 1 Regulador de Tensión del alternador.
- 1 Regulador de frecuencia del alternador.
- 1 Regulador de factor de potencia en la interconexión.
- 1 Pulsador de control del seleccionador de sincronización.
- 1 Pulsador para sincronización automática.
- 1 Autosincronizador.
- 1 Indicador de horas de funcionamiento.
- 1 Central de alarmas para señales on/off.

A2) Sección de control.

Esta sección incluye:

- 1 Frecuencímetro.
- 1 Voltímetro con selector de fase.
- 3 Amperímetros.
- 1 Medidor de potencia activa kW (clase 0.2).
- 1 Cosfímetro.
- 1 Tacómetro.
- 1 Contador de energía activa kWh (clase 0.2).
- 1 Medidor de potencia reactiva kVAr (clase 1).
- 1 Contador de energía reactiva kVArh (clase 1).

A3) Aparatos de control.

Compuestos por los siguientes aparatos:

- 1 Interruptor de cierre y disparo del seccionador del alternador.
- 1 Lámparas indicadoras de seccionamiento abierto/cerrado.
- 1 Pulsador de arranque del motor.
- 1 Pulsador de parada del motor.
- 1 Pulsador de parada de emergencia.
- 1 Interruptor para ajuste de tensión del alternador.
- 1 Interruptor para ajuste de frecuencia del alternador.
- 1. Interruptor para ajuste de factor de potencia del alternador.
- 1 Pulsador de aceptación de alarma.
- 1 Pulsador de prueba de la lámpara indicadora.
- 1 Pulsador de reposición de bloque y disparo.
- 1 Sistema tacométrico.
- 1 PLC, para controlar los procesos de arranque y parada.

#### A4) Protección y supervisión.

Esta sección incluye:

- 1 Juego de relés de protección del módulo:
  - Protección de pérdida de excitación.
  - Protección de máxima intensidad homopolar.
  - Protección temperatura arrollamientos.

### **4.2.2 Intercambiador de Calor.**

A fin de transmitir el calor generado por los módulos de microgeneración se recurrirá a la instalación de un intercambiador de calor. El agua procedente de los módulos tendrá una temperatura de 90°C y será disminuida hasta 50°C por el intercambiador (circuito 1), la energía térmica perdida en este proceso se recuperará por el segundo circuito del intercambiador (circuito 2), que elevará la temperatura de entrada de 45°C hasta 85°C, temperatura la cual se entregará al acumulador caliente.

El intercambiador será un intercambiador de placas (recambiables), consistente en un conjunto de placas preformadas con unos canales en disposición paralela por donde circulan los fluidos a contra corriente. Estas placas están montadas sobre un bastidor de acero y selladas con dos placas de acero, sujetadas por espárragos de apriete que compactan las placas. Cada placa dispone de 4 bocas por donde circulan los fluidos en paralelo a contra corriente, mientras que un fluido es conducido por las placas pares, el otro por las impares. Las placas están separadas por juntas de estanqueidad de caucho, incrustadas a presión, sin elementos de soldadura, facilitando en este caso el mantenimiento de las mismas. El mantenimiento del intercambiador es reducido debido a su diseño auto limpiante de las placas, aumentando así la disponibilidad de la planta.

Las características del intercambiador de placas están reflejadas en la siguiente tabla:

CONCEPTO	UNIDAD	
Potencia	Kcal/h	167.000
Potencia	kW	194
Caudal-1	m <sup>3</sup> /h	11,39
Pérdida de carga Circuito-1	bar	0,374
Caudal-2 (m <sup>3</sup> /h)	m <sup>3</sup> /h	4,8
Pérdida de carga Circuito-2	bar	0,096
Presiones de servicio	bar	≥16
Máxima Presión de Operación	Kg/cm <sup>2</sup>	16
Máxima Temperatura de Operación	°C	130
Capacidad de Caudal Máxima	m <sup>3</sup> /h	50
Superficie máxima por placa	m <sup>2</sup>	3,80
Dimensiones (LxAxA)	m	2,5x2x4,6

**Tabla 47.** Características intercambiador de calor [19].

#### **4.2.3 Aerorefrigerador.**

Para el adecuado funcionamiento de la planta de microgeneración, se instalará un aerorefrigerador que disminuirá la temperatura del agua de refrigeración de los módulos, para un buen funcionamiento de estos. El aerorefrigerador entrará en funcionamiento, cuando la temperatura del circuito de refrigeración, es decir el circuito de salida del acumulador frío circuito 3, sea superior a 45°C y disminuirá la temperatura hasta dicho límite de funcionamiento.

La capacidad del aerorefrigerador será tal que pueda refrigerar toda la potencia térmica de la planta (180 kWt), en el caso de que no haya ningún consumo de energía térmica.

El aerorefrigerador se instalará en un patio al aire libre, situado encima de la sala de máquinas, con su correspondiente circuito de agua. El circuito de agua discurrirá a través del techo de la sala, hasta el aerorefrigerador. La información siguiente se ha obtenido del fabricante Airpres [18].

El aerorefrigerador, refrigera agua mediante un intercambiador térmico aire-agua, a través de un circuito cerrado de agua no contaminada y con un consumo nulo. Dispone de cuatro ventiladores para la transmisión térmica. Los ventiladores tienen una protección de sobrecalentamiento y el aerorefrigerador tiene un grado de protección IP54. El mantenimiento del equipo es extremadamente reducido, según fabricante. El aerorefrigerador escogido tiene las siguientes características:

<b>CONCEPTO</b>	<b>UNIDAD</b>	
Alimentación Eléctrica	V/Hz	Trifásico 400/230 50
Potencia de refrigeración	kW	195
Potencia absorbida	kW	8
Caudal de agua	l/h	33.822
Número de ventiladores		4
Nivel de presión sonora	dB(A)	64
Peso	kg	1.064
Dimensiones (LxAxA)	m	4,39x1,51x1,48

**Tabla 48.** Características del aerorefrigerador [18].

#### **4.2.4 Acumulador.**

El acumulador utilizado por la comunidad para contener y suministrar agua caliente, es un acumulador de inercia, construido en acero de calidad St 37-2, con aislamiento de espuma blanda.

Este acumulador será el utilizado por la nueva planta de microgeneración, debido a su gran capacidad y posibilidad de conexión con el intercambiador.

Las características del acumulador son las recogidas a continuación, esta información ha sido obtenida de la placa de características del acumulador:

<b>CONCEPTO</b>	<b>UNIDAD</b>	
Capacidad	l	5.000
Presión de servicio	bar	3
Presión de servicio máxima	bar	8
Temperatura de servicio	°C	60
Temperatura máxima de servicio	°C	95
Estructura		Cilíndrica
Dimensiones		
Altura	mm	3.035
Diámetro	mm	1.600
Peso	kg	450

**Tabla 49.** Características del acumulador caliente.

El agua en el acumulador se mantendrá a una temperatura igual o mayor a 60°C, como cumplimiento del Código Técnico de la Edificación [1], en prevención de la legionela.

Por otro lado el acumulador de agua fría necesario para el funcionamiento de la planta de microgeneración, será de las mismas características que el acumulador de agua caliente, difiriendo en su capacidad, el nuevo acumulador será de menor capacidad. Las características del nuevo acumulador han sido obtenidas del catálogo del fabricante Cliber [20], mismo fabricante que el del antiguo acumulador.

El acumulador frío es un acumulador de inercia, construido en acero de calidad St 37-2, aislamiento de espuma blanda y pintura exterior antioxidante.

<b>CONCEPTO</b>	<b>UNIDAD</b>	
Capacidad	l	2.000
Presión de servicio	bar	3
Presión de servicio máxima	bar	8
Temperatura de servicio	°C	60
Temperatura máxima de servicio	°C	95
Estructura		Cilíndrica
Dimensiones		
Altura	mm	2.465
Diámetro	mm	1.100
Peso	kg	231

**Tabla 50.** Características del acumulador frío [20].

Teniendo en cuenta lo que define el artículo 7, apartado 1.i) del Real Decreto 865 [11], en el cual nos indica: "Cuando se utilice un sistema de aprovechamiento térmico en el que se disponga de un acumulador conteniendo agua que va a ser consumida y en el que no se asegure de forma continua una temperatura próxima a 60 °C, se garantizará posteriormente, que se alcance una temperatura de 60 °C en otro acumulador final antes de la distribución hacia el consumo." Este decreto se cumple en nuestra instalación con el posterior almacenamiento del agua fría del acumulador frío, en el acumulador caliente habiendo calentado el agua a una temperatura siempre superior a los 60°C.

#### 4.2.5 Caldera.

El sistema térmico existente que permite la producción de toda la energía térmica necesaria por la comunidad, es un conjunto de tres calderas idénticas conectadas en paralelo. La instalación de la nueva planta de microgeneración será en paralelo con este sistema, para que esta última supla las necesidades térmicas que no pueda producir la planta de microgeneración.

La capacidad de producción de agua caliente es:

1.290.000 kcal/h      1.500 kW      6 bar      60°C

El sistema de evacuación de gases de las calderas están unificados, cada uno de los conductos de gases de escape de las diferentes calderas se agrupan en un conducto, el cual a su vez desemboca en la chimenea general del edificio.

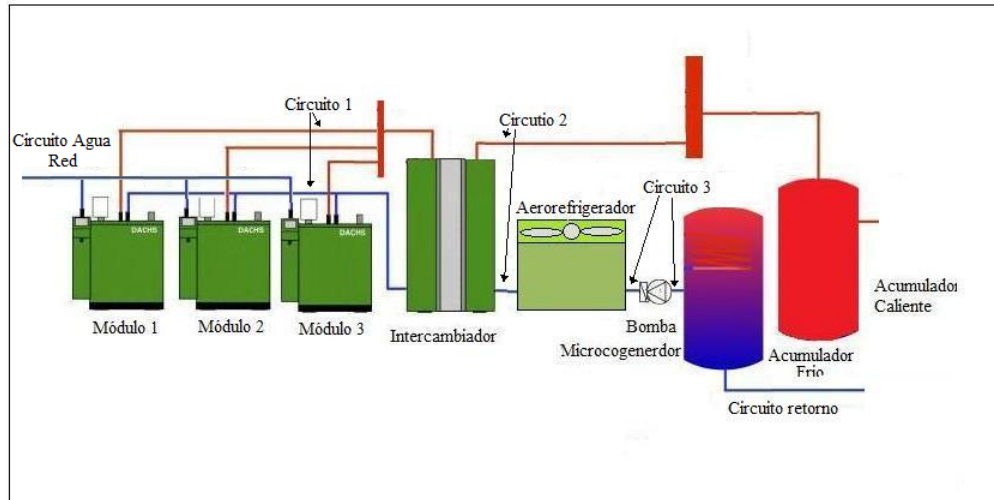
A continuación se indican las características de cada una de las calderas, obtenidas de sus placas de características:

CONCEPTO	UNIDAD	
Tipo		Horizontal y acuotubular
Potencia Calorífica máxima	kW	500
Potencia Calorífica máxima	Kcal/h	430.000
Potencia Calorífica mínima	kW	325
Potencia Calorífica mínima	Kcal/h	279.500
Gasto Calorífico PCI máxima	kW	541
Gasto Calorífico PCI máxima	Kcal/h	465.260
Gasto Calorífico PCI mínima	kW	345
Gasto Calorífico PCI mínima	Kcal/h	296.700
Rendimiento térmico máximo	%	0,92
Rendimiento térmico mínimo	%	0,94
Contenido agua	dm <sup>3</sup>	518
Presión de servicio	bar	6
Peso de la caldera vacío	kg	850
Dimensiones (LxAxA)	mm	1.882x1.020x1.250
<i>Conexiones</i>		
Ida instalación	DN	80
Retorno Instalación	DN	80
Salida de humos	mm	1" 1/2
Vaso de expansión	"	300
<i>Quemador</i>		
Potencia térmica		
1ª etapa mínima	kW	150
2ª etapa mínima	kW	250
2ª etapa máxima	kW	640
Alimentación eléctrica		230/400 V 50 Hz Trifásica
Potencia Motor trifásico	kW	1,1
Caudal máxima de combustible	m/h	78,7
Presión de alimentación gas Min-Max	mbar	25-40

**Tabla 51.** Características caldera.

#### 4.2.6 Tuberías y Bomba.

El sistema de tuberías necesario para la instalación de la planta de microcogeneración, son los circuitos: circuito 1, circuito 2, circuito 3, circuito retorno y circuito de aportación agua fría, como se puede observar en la figura 11.



**Figura 11.** Sistema de tuberías.

1. El circuito 1, es el circuito de refrigeración de los módulos, el agua caliente obtenida por cada máquina discurre por un conducto hasta el intercambiador y retorna de éste para cerrar el circuito con cada módulo. A la entrada del intercambiador se instalará un colector para recoger todo el agua caliente e introducirla en el equipo. El retorno del intercambiador será una tubería que repartirá el agua a cada módulo. La instalación de estos circuitos será exterior y aérea, y se realizará con tubería de cobre. Para el circuito caliente se recubrirá la instalación con aislamiento de lana, para que la temperatura en su superficie exterior no sea superior en 20°C la del ambiente. Cada tubería dispondrá de válvula anti-retorno y llave de seccionamiento necesarias. El diámetro de las tuberías salientes y entrantes a los módulos será de 1,5" AG [22]. Mientras que el diámetro de entrada y salida del intercambiador será de 5,5" AG.

2. El circuito 2, es el circuito que refrigera a la planta, es decir el circuito que recibe el calor de los módulos. Este circuito proviene del aerorefrigerador hasta el intercambiador, y de éste parte hasta el acumulador de agua caliente. La instalación de estos circuitos será exterior y aérea, y se realizará con tubería de cobre. Para el circuito caliente se recubrirá la instalación con aislamiento de lana, para que la temperatura en su superficie exterior no sea superior en 20°C la del ambiente. El circuito dispondrá de válvula anti-retorno y llave de seccionamiento necesarias. El diámetro de las tuberías será de 1".

3. El circuito 3, es el circuito que discurre desde el acumulador frío hasta el aerogenerador (situado en un patio exterior de la comunidad). La instalación de estos circuitos será exterior y aérea, y se realizará con tubería de cobre. Cada tubería dispondrá de válvula anti-retorno y llave de seccionamiento necesarias. El diámetro de las tuberías será de 1".

4. Circuito de retorno, es el circuito que llega desde las calefacciones de la comunidad y es introducido en el acumulador frío. Este circuito ya está preinstalado, siendo su antigua conexión al acumulador existente (llamado acumulador caliente). El nuevo enganche al acumulador frío se realizará con tubería de PVC, en instalación exterior y aérea. El circuito dispondrá de válvula anti-retorno y llave de seccionamiento necesarias. El diámetro de la tubería es de 3", la fuente de este dato es la comunidad.

5. Circuito aportación agua red, este circuito sirve para abastecer de agua al circuito 1, refrigeración de los módulos. El circuito discurrirá desde la aportación a la sala de agua de red, hasta el último módulo, conexas cada módulo con tuberías de cobre independientes. La instalación de este circuito será exterior y aérea, y se realizará con tubería de cobre, dispondrá de llave de seccionamiento y válvula anti-retorno necesarias. El diámetro de la tubería de aportación es de 5", mientras que el diámetro de las tuberías entrantes a los módulos será de 1,5" AG, según fabricante [22].

El sistema de tuberías se conexas a tierra, mediante una toma.

La bomba necesaria para la planta de microgeneración deberá poder elevar un caudal de 4,68 m<sup>3</sup>/h, hasta un patio exterior de la comunidad, situado encima de la sala de máquinas. La altura hasta dicho patio es de 4m. La potencia mínima de la bomba para cumplir estas dos condiciones será 52,27 W ( $P=\rho \cdot g \cdot H \cdot Q$ ), sin tener en cuenta las pérdidas de carga.

Se instalará un grupo de presión, con dos bombas en paralelo trabajando alternadamente y con una capacidad del 100% de la potencia necesaria. Las bombas son centrifugas autocebantes, construidas en acero Inox AISI 304, con sello mecánico en cerámica y grafito, motor eléctrico asíncrono monofásico, con ventilación externa y apto para el funcionamiento continuo, protección IP44 y protector térmico. Las características del grupo de presión escogido es la siguiente, información obtenida del catalogo de grupos de presión [Prinze]:

CONCEPTO	UNIDAD	
Potencia cada bomba	kW	0,73
	CV	1
Caudal	l/h	3.000
	m <sup>3</sup> /h	3
Altura manométrica máxima	m	10

**Tabla 52.** Características grupo de presión de la microgeneración [21].

La conexión eléctrica de la bomba, se realizará a través de un circuito de potencia preinstalado en el local.

#### **4.2.7     Sistema de Evacuación de Gases.**

La evacuación de gases de la planta de microcogeneración se realizará a través del sistema de evacuación de gases de la caldera actual, conectando cada conducto de gases de escape de los módulos al sistema de la caldera.

Los conductos de evacuación de los productos de la combustión de cada módulo, deberán tener las dimensiones DN 80, según indica el fabricante [22], trazado y situación adecuados, no estrangular la salida prevista por el fabricante en el aparato y ser resistentes a la corrosión y a la temperatura de salida de los productos de la combustión, así como estancos tanto por la naturaleza de los materiales como por el tipo y modo de realizar las uniones que procedan. Los conductos a instalar desembocarán al sistema de evacuación de gases, ya instalado de la caldera, desembocando éste a su vez en la chimenea general del edificio.

El diámetro de cada conducto de gases de escape de cada módulo será de 80 mm de aluminio. Mientras que la sección de la chimenea general es de 400 mm, según las Normas de la Edificación este conducto es válido para la planta, ya que la planta necesitaría un conducto de evacuación de 300 mm.

#### **4.2.8     Ventilación.**

La ventilación de la planta de microcogeneración es la misma que la utilizada por la caldera convencional, permitiendo que el incremento de temperatura en el local respecto al exterior no sea superior a 5 °C y eliminando los vapores perjudiciales para la salud, cumpliendo el Reglamento [4].

Tratando a la planta como un generador de calor y teniendo en cuenta lo que dice el Reglamento de instalaciones de gas en locales destinados a usos domésticos, colectivos o comerciales [7], la ventilación del local se realiza mediante conductos de ventilación forzada, esta ventilación ira conectada a la ventilación forzada del garaje ya que es donde se encuentra el local. Los conductos de la ventilación comunicarán con el exterior, desembocando a una altura del suelo no mayor de 50cm. La sección de los conductos para la entrada de aire puro en el local es de 1.600 cm<sup>2</sup>. Se comprobará que estos conductos dan un caudal mínimo de 1.259 m<sup>3</sup>/h, para cumplir con el Reglamento de instalaciones térmicas [4].



### 4.3. Instalación Eléctrica.

La instalación eléctrica que se prevé realizar permitirá la exportación de la energía eléctrica producida en la planta de microgeneración.

En condiciones normales de funcionamiento la planta trabajará en paralelo con la red de la compañía Iberdrola. En caso de necesidad, la instalación podría trabajar en isla.

La tensión de suministro es a 400 V entre fases y 230 V en monofásica, fase y neutro.

La instalación eléctrica se ha proyectado en un cuadro eléctrico, el cuadro general de mando y protección (CGMP), situado en el lugar indicado en el plano 3, desde el cual se dan servicio a todos los equipos instalados en el local.

La instalación será ejecutada de acuerdo a lo que define el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión R.D. 842/2002 y las instrucciones: ITC-BT-10, ITC-BT-15, ITC-BT-16, ITC-BT-18, ITC-BT-19, ITC-BT-20, ITC-BT-21, ITC-BT-22, ITC-BT-23, ITC-BT-24, ITC-BT-29 y en especial la ITC-BT-40 [10].

La presente instalación vamos a tratarla como instalación generadora de baja tensión, aplicaremos la ITC-BT-40 [10].

La instalación eléctrica se puede dividir en los siguientes apartados:

- Caja General de Protección y Modulo de Contadores.
- Derivación Individual (General).
- Cuadro General de Mando y Protección.
- Circuitos, Secciones y Canalizaciones.
- Características y Secciones de los Conductores.
- Características y Diámetro de las Canalizaciones.
- Instalación de Puesta a Tierra (P.A.T.)
- Descripción de Sistemas de Protección.

#### **4.3.1. Caja General de Protección y Modulo de Contadores.**

El suministro a la Red de Distribución se realizará directamente desde el modulo de contadores en el garaje a 30 m de distancia de la planta de microgeneración. No es objetivo de este proyecto la Caja General de Protección y tampoco la acometida, puesto que estas instalaciones ya están realizadas y cumplen lo necesario para poder verter la energía eléctrica a la red.

El módulo de contadores será de medida indirecta, con contadores de activa y reactiva, según indica la ITC-BT-40 [10], para una potencia superior 90 kW.

El módulo de contador será trifásico, doble o de inducción de cuatro hilos, constituido por envoltorio y sistema de medida, formado por tres bobinas de tensión y tres de intensidad, disco rotor con imán de frenado y mecanismos de integración de lectura. La envoltorio del contador será de material aislante (con grado de protección mínimo de acuerdo a la norma UNE 20.324 para instalaciones de tipo interior, IP40; IK90), llevará mirilla de lectura, ventilación interna y estará regulado por el Reglamento de verificaciones eléctricas y el Real Decreto 875/1984, debiendo estar sus dimensiones de acuerdo con las Normas DIN 43857.

El contador se encontrará dispuesto en el interior de un nicho de contadores, dispuesto en la comunidad. Los conductores que hayan de conectarse al contador serán de una tensión asignada de 450/750 V, de cobre, de clase 2 según norma UNE 21.022, con aislamiento en seco, no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, estarán pelados en una longitud de 20 mm, distinguiéndose según los colores especificados en la ITC MIE-BT-26 [10] según su capítulo 6. El contador contará con un embarrado de cobre de pletina de 20 x 5 mm y bases de fusibles de seguridad UTE 22 x 58.

Antes del contador de la planta de microcogeneración se instalarán las protecciones tipo fusible, se colocarán en cada uno de los hilos de fase, con una capacidad de corte 12 kA y una intensidad nominal de 200 A. Los fusibles estarán precintados por la empresa distribuidora.

#### **4.3.2. Derivación Individual (General).**

La derivación individual parte del módulo de contadores, bajo tubo PVC de diámetro exterior 125mm, no propagador de la llama, en instalación enterrada y llegando al Cuadro General de Mando y Protección del Local. La longitud de la derivación individual es de 30 m, se realizará con conductor de Cu, con protección RZI-K (AS) y sección 4x70 mm<sup>2</sup>+TT, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida (conocido como libre de halógenos).

Se ha ejecutado de acuerdo a lo que estipula la ITC-BT-15 [10]. La sección se ha calculado para una caída de tensión del 0,5%, como exige la instrucción anterior para contadores concentrados en más de un lugar.

El conductor de protección será de 35 mm<sup>2</sup> y del mismo aislamiento que los conductores de fase, el conductor de protección responderá a lo que define la ITC-BT-18 [10].

#### **4.3.3. Cuadro General de Mando y Protección.**

El cuadro se ha colocado lo más próximo a la entrada del local de la derivación individual, situado en el lugar indicado en los planos.

El cuadro de protección general, está constituido por un armario de PVC, no propagador del incendio, con capacidad suficiente para los elementos de protección del esquema unifilar (200mm ancho, 300mm alto y 155mm profundidad), cableado con conductor de Cu, protección H07-Z, protección no propagadora de incendio y con emisión de humos y opacidad reducida.

El cuadro general de mando y protección dispondrá de los siguientes elementos:

-Un interruptor automático general 4x160 A y un poder de corte de 30kA Curva C [13]. Sobre este interruptor colgarán todos los circuitos de la instalación.

-Tres interruptores automáticos de acoplamiento (uno por módulo) 4x63 A y un poder de corte de al menos 15 kA Curva B [13], con un contacto auxiliar que permita desconectar el neutro de la Red de Distribución pública y conectar a tierra el neutro de la generación, en caso de trabajar independientemente de la red. Sobre cada uno de estos interruptores de acoplamiento actuarán el siguiente conjunto de protecciones como indica la ITC-BT-40 [10]:

\*Un diferencial.

\*Una protección contra sobretensiones.

\*Una protección de mínima tensión.

\*Una protección de máxima y mínima frecuencia.

#### **4.3.4. Circuitos, Secciones y Canalizaciones.**

Del cuadro general de mando y protección, saldrán los circuitos que se especifican a continuación, estos serán de conductor de Cu y protección H01-Z, no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida. La canalización será no propagadora del incendio de acuerdo a lo que define la ITC-BT-20 y a la ITC-BT-21 [10].

Los circuitos serán los siguientes:

Circuito 1: destinado a alimentar la máquina generadora 1, este circuito parte del interruptor automático de acoplamiento 4x63A Pdc 15kA Curva B, con línea de 4x16 mm<sup>2</sup>+TT, en Cu y protección H07-Z, no propagador de incendios y con emisión de humos y opacidad reducida. La canalización es superficial con tubo no propagador del incendio, de diámetro exterior 32 mm. El circuito está protegido con:

- Interruptor Diferencial 4x63 A –30mA IP20. [13]

- Protección contra sobretensiones  $4 \times 10 \text{ kA} - U_p 2,5 \text{ kV} - I_{\text{máx}} 20 \text{ kA} - U_c 255 \text{ V} - T_R < 20 \text{ ns}$ . [13]
- Protección de mínima tensión.  $4 \times 230 \text{ V} - U_{\text{min}} 0,85 U_n (195 \text{ V}) - T_R 20 \text{ ms}$ . [15]
- Protección de máxima y mínima frecuencia  $3 \times 400 \text{ V} - F_{\text{min}} 1\% F_n (49 \text{ Hz}) - F_{\text{max}} 1\% F_n (51 \text{ Hz}) - T_R 20 \text{ ms}$ . [13]

Circuito 2: destinado a alimentar la maquina generadora 2, este circuito parte del interruptor automático de acoplamiento  $4 \times 63 \text{ A}$  Pdc  $15 \text{ kA}$  Curva B, con línea de  $4 \times 16 \text{ mm}^2 + \text{TT}$ , en Cu y protección H07-Z, no propagador de incendios y con emisión de humos y opacidad reducida. La canalización es superficial con tubo no propagador del incendio, de diámetro exterior  $32 \text{ mm}$ . El circuito está protegido con:

- Interruptor Diferencial  $4 \times 63 \text{ A} - 30 \text{ mA IP20}$ . [13]
- Protección contra sobretensiones  $4 \times 10 \text{ kA} - U_p 2,5 \text{ kV} - I_{\text{máx}} 20 \text{ kA} - U_c 255 \text{ V} - T_R < 20 \text{ ns}$ . [13]
- Protección de mínima tensión.  $4 \times 230 \text{ V} - U_{\text{min}} 0,85 U_n (195 \text{ V}) - T_R 20 \text{ ms}$ . [15]
- Protección de máxima y mínima frecuencia  $3 \times 400 \text{ V} - F_{\text{min}} 1\% F_n (49 \text{ Hz}) - F_{\text{max}} 1\% F_n (51 \text{ Hz}) - T_R 20 \text{ ms}$ . [13]

Circuito 3: destinado a alimentar la maquina generadora 3, este circuito parte del interruptor automático de acoplamiento  $4 \times 63 \text{ A}$  Pdc  $15 \text{ kA}$  Curva B, con línea de  $4 \times 16 \text{ mm}^2 + \text{TT}$ , en Cu y protección H07-Z, no propagador de incendios y con emisión de humos y opacidad reducida. La canalización es superficial con tubo no propagador del incendio, de diámetro exterior  $32 \text{ mm}$ . El circuito está protegido con:

- Interruptor Diferencial  $4 \times 63 \text{ A} - 30 \text{ mA IP20}$ . [13]
- Protección contra sobretensiones  $4 \times 10 \text{ kA} - U_p 2,5 \text{ kV} - I_{\text{máx}} 20 \text{ kA} - U_c 255 \text{ V} - T_R < 20 \text{ ns}$ . [13]
- Protección de mínima tensión.  $4 \times 230 \text{ V} - U_{\text{min}} 0,85 U_n (195 \text{ V}) - T_R 20 \text{ ms}$ . [15]
- Protección de máxima y mínima frecuencia  $3 \times 400 \text{ V} - F_{\text{min}} 1\% F_n (49 \text{ Hz}) - F_{\text{max}} 1\% F_n (51 \text{ Hz}) - T_R 20 \text{ ms}$ . [13]

#### **4.3.5. Características y Secciones de los Conductores.**

La derivación individual está ejecutada con conductor de Cu flexible de 4x70 mm<sup>2</sup>+TT, con protección RZ1-K(AS) (de tensión 0,1/6kV con aislamiento XLPE), no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, en instalación enterrada.

El resto de la instalación eléctrica se podrá realizar con conductores rígidos o flexibles de Cu, con protección H07-Z (de tensión 750V con aislamiento PVC) no propagador del incendio y con emisión de humos reducida, teniendo en cuenta la ITC-BT.29 [10]. Las secciones son las indicadas en esta memoria y en el esquema unifilar que se acompaña.

El conexionado de los conductores, se realizará mediante bornes, y nunca mediante torsión de los conductores. En el caso de emplear conductores flexibles, las conexiones con los mecanismos y elementos de protección se realizarán con punteras.

Se emplearán los colores reglamentarios de la ITC-BT-19 [10], para diferenciar las fases, el neutro y la tierra, empleándose:

Amarillo-Verde: para la tierra.

Azul: para el neutro.

Negro/Gris/Marrón: para las fases.

Los conductores tendrán unas características equivalentes a la norma UNE 21123.

#### **4.3.6. Características y Diámetro de las Canalizaciones.**

La canalización de la derivación individual, vendrá desde el modulo de contadores, bajo tubo de PVC rígido de diámetro 125mm, en instalación enterrada. Las características del tubo de la derivación individual, según indica la tabla 8 (características para tubos en canalizaciones enterradas) de la ITC-BT-21 [10] del apartado 1.2.4, son:

<b>Características</b>	<b>Grado</b>
Resistencia a la Compresión	450 N (suelo ligero)
Resistencia al impacto	Normal (suelo ligero)
Temperatura mínima de instalación y servicio	No aplicable
Temperatura máxima de instalación y servicio	No aplicable
Resistencia al curvado	Rígido
Propiedades eléctricas	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	Protegido contra objetos $D \geq 1\text{mm}$
Resistencia a la penetración de agua	Protegido contra el agua en forma de lluvia
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	No declarada
Resistencia a las cargas suspendidas	No declarada

**Tabla 53.** Características canalización derivación individual [10].

El resto de las canalizaciones se realizará bajo tubo de PVC flexible, de diámetro 32 mm, en instalación superficial fija. Las características de estos tubos, según refleja la tabla 1(características para tubos en canalizaciones superficiales ordinarias fijas) de la ITC-BT-21 [10] del apartado 1.2.1 y teniendo en cuenta lo indicado en la ITC-BT-29 [10], son:

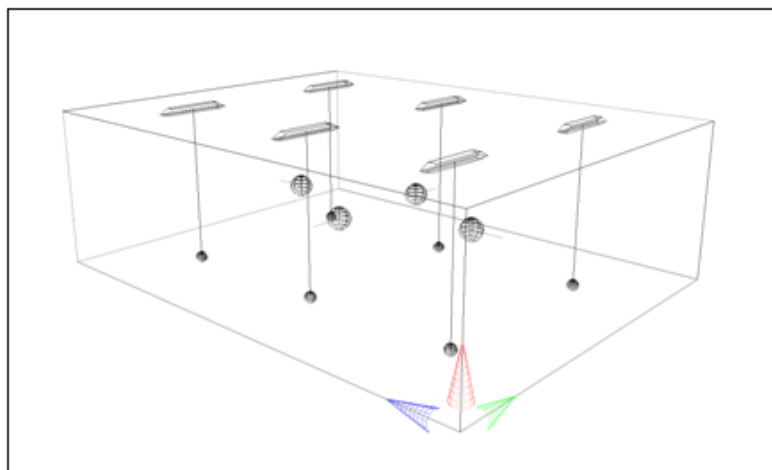
<b>Características</b>	<b>Grado</b>
Resistencia a la Compresión	Fuerte
Resistencia al impacto	Fuerte
Temperatura mínima de instalación y servicio	-5 °C
Temperatura máxima de instalación y servicio	+60 °C
Resistencia al curvado	Curvable
Propiedades eléctricas	Aislante
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	Protegido contra objetos $D \geq 1\text{mm}$
Resistencia a la penetración de agua	Protegido contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado $15^\circ$
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	No declarada

**Tabla 54.** Características canalizaciones interiores [10].

#### **4.3.7. Luminarias.**

El sistema de alumbrado deberá permitir disponer de un nivel de luminancia de 200 lux, con una uniformidad 0,5, como indica el Reglamento de instalaciones Térmicas [4] y el Real Decreto 486 [9].

Las luminarias preinstaladas, son de tipo regleta industrial de de 2x58W, alumbrado fluorescente, con reactancias electrónicas 220 V, y una disposición de 6 luminarias en la sala. La disposición, número y tipo de luminarias dan unos niveles de luminancia superiores a los indicados en el reglamento [4], siendo estos datos comprobados mediante el software Indalwin [54], desarrollado en el anexo VIII.



**Figura 12.** Disposición de luminarias en la sala de maquinas [54].

#### **4.3.8. Instalación de Puesta a Tierra (P.A.T.)**

Los electrodos de tierra están formados por una o varias picas de tierra, de hierro galvanizado o acero con un tratamiento superficial de cobreado electrolítico, de los tipos comerciales y de una longitud mínima de 2 m y diámetro 14 mm. Las picas se clavarán totalmente en el suelo de la zona ajardinada. El conductor de protección llegará al cuadro general de protección, de forma que la resistencia de tierra sea menor de  $20\Omega$ , y que en ninguna pica se alcance una tensión mayor a 50 V, cuando haya una derivación a tierra máxima.

El terreno debe haber sido preparado previamente, y se colocara una tapa en cada arqueta de forma que pueda ser regada periódicamente.

De la pica o picas de tierra partirá perfectamente anclado a la misma un conductor (conductor de tierra) de Cu de  $35\text{mm}^2$  de sección, con funda amarillo-verde, con protección RZ1-K(AS) y protegido contra la corrosión, que llegará a la borna de tierra del módulo de contadores. Del contador partirá una línea de  $1\times 35\text{mm}^2$  con protección RZ1-K(AS), que llega al cuadro general de mando y protección (conductor de protección general). Esta línea acompañará a los conductores activos en su misma canalización.

La línea que llega al cuadro general de mando y protección (conductor de protección general), se conectará a la borna de tierra del cuadro, y de está saldrán todos los conductores de protección que conectarán a todos los aparatos, estos conductores de tierra serán de igual sección que los conductores de fase del aparato al que se conecten,  $16\text{mm}^2$  para los tres circuitos, y protección igual que los conductores activos, H07-Z.

En los circuitos de tierra no se intercalará ningún elemento de corte. Solo se pondrá clema de prueba, si lo exige la compañía.

Se conectarán a tierra todos los apartos metálicos de la instalación, así como tuberías de agua, tuberías de gas, carcasas de equipos...

#### **4.3.9. Descripción de Sistemas de Protección.**

Los sistemas de protección de cada circuito son los siguientes:

- Protección contra contactos directos e indirectos.
- Protección contra sobrecargas.
- Protección contra sobretensiones.
- Protección de mínima tensión.
- Protección de máxima y mínima frecuencia.

### Protección contra contactos directos e indirectos.

El sistema adoptado para evitar este tipo de contactos es la puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto.

Las condiciones que debe garantizar este sistema son las siguientes:

- La corriente a tierra producida por un solo defecto franco, debe hacer actuar el dispositivo de corte en un tiempo no superior a 5 segundos.

- Todas las masas de la instalación deben estar unidas a la misma toma de tierra.

Un dispositivo de control debe señalar automáticamente la aparición de un solo defecto de aislamiento de la instalación.

Todo esto se consigue mediante el uso de interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada, situados en el cuadro general de protección, para cada uno de los circuitos.

La protección contra contactos directos se realiza en todos los aparatos eléctricos mediante aislamiento de las partes activas. Todos los equipos tendrán al menos un grado de protección IP2X, o envoltentes que tengan una protección según la norma UNE 20.324.

La protección contra contactos indirectos, se realizará con el corte de la alimentación, mediante el empleo de dispositivos de protección diferencial-residual. Se emplearán diferenciales de sensibilidad 30 mA, para los tres circuitos de la instalación.

La protección diferencial estará proyectada con las siguientes características:

$$n^{\circ} \text{ fases} \times I_n \text{ (A)} - I_a \text{ (mA)}$$

siendo:

- $I_n$ : intensidad nominal de la protección.

- $I_a$ : sensibilidad de la protección.

### Protección contra sobrecargas.

Las sobrecargas según la ITC-BT-22 [10], pueden estar debidas a:

- Sobrecargas debidas a los aparatos de utilización o defectos de aislamiento.

- Cortocircuitos.

Para la protección contra sobrecargas producida por el primer caso se dota a los circuitos de interruptores automáticos de corte omipolar, de la intensidad nominal necesaria para proteger a las secciones de los cables de los circuitos en los que se sitúan.

Para la protección contra sobrecargas producida por el segundo caso se dota a los circuitos con protecciones de curva de actuación adecuada a la intensidad permanente de cortocircuito de las diferentes líneas.



El interruptor automático estará proyectado con las siguientes características:

$n^{\circ}$  fases x  $I_n$  (A) – Pdc (A) – Curva de disparo

donde:

- $I_n$ : intensidad nominal del aparato.

-Pdc: poder de corte del aparato.

#### Protección contra sobretensiones.

La ITC-BT-23 [10], protecciones contra sobretensiones, divide por categorías de sobretensiones, permitiendo distinguir los diversos grados de tensión soportada por los equipos de una instalación. La protección se realizará para equipos de categoría III (máquinas con conexión eléctrica fija), dichas equipos deberán soportar como máximo una tensión a impulsos 1,2/50kV de 4kV, lo que indica que las protecciones contra sobrecargas de los circuitos proyectados, deberán cumplir la siguiente condición: la tensión residual asignada o nivel de protección (tensión que aparece en los extremos del protector, cuando es atravesado por la intensidad nominal,  $U_p$ ) deberá ser menor que la soportada a impulsos 1,2/50kV.

$$U_p(kV) < 4kV$$

El resto de características están especificadas en la ITC-BT-40 [10], teniendo en cuenta está, deberán estar conectados entre fase y neutro (modo diferencial), el tiempo de actuación de la protección deberá ser inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor asignado. Por lo tanto la tensión nominal asignada o tensión máxima en régimen permanente (máxima tensión para la cual no derivará corriente a tierra,  $U_c$ ) cumplirá la condición:

$$U_c(V) \leq 1.1 * U_{fase-neutro} * 230 = 253 V$$

La protección contra sobretensiones estará proyectada con las siguientes características:

$n^{\circ}$  fases x  $I_n$  (A) –  $U_p$  (kV) –  $I_{m\acute{a}x}$  (A) –  $U_c$  (V) –  $T_R$  (s)

siendo:

- $I_n$ : intensidad nominal, intensidad que el protector puede descargar 20 veces sin dañarse.

- $I_{m\acute{a}x}$ : intensidad máxima, máxima intensidad que puede sin dañarse en una ocasión.

- $T_R$ : tiempo de respuesta.

### Protección mínima tensión.

La protección de cada circuito para mínima tensión está caracterizada por las condiciones que indica la ITC-BT-40, para la instalación que nos ocupa. La protección estará conectada entre las tres fases y neutro, el tiempo de actuación será inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado.

$$U_{min}(V) \leq 230 * 0,85 \leq 195,5 V$$

La protección por mínima tensión estará proyectada con las siguientes características:

$$n^{\circ} \text{ fases} \times U_n (V) - U_{min} (V) - T_R (s)$$

siendo:

- $U_n$ : tensión nominal.

- $T_R$ : tiempo de respuesta.

### Protección máxima y mínima frecuencia.

La protección de máxima y mínima frecuencia estará conectada entre fases, el tiempo de actuación se producirá cuando la frecuencia sea inferior a 49Hz o superior a 51 Hz durante más de cinco periodos, según indica la ITC-BT40.

La protección de máxima y mínima frecuencia estará proyectada con las siguientes características:

$$n^{\circ} \text{ fases} \times U_n (V) - F_{min}(Hz) - F_{max} (Hz)$$

## **4.1. Estructuras y Obras Civiles.**

El aprovechamiento de la sala de caldera para la instalación de la planta de microgeneración, reduce el acondicionamiento del local. Se realizarán reformas para acondicionar un bastidor a los módulos de microgeneración ha instalar, hueco de obra hacia el exterior para circuito de tuberías 3 y en la puerta de salida.

### **4.4.1. Cimentaciones.**

La cimentación a realizar corresponde a la base de los módulos de microgeneración, sus dimensiones serán 3x1,18x0,1 m. Ésta se realizará de forma independiente de la solera de la nave, de forma que no se pueda producir la transmisión de vibraciones a través de ella a cualquier elemento constructivo. Esta independencia se realizará mediante una junta de porexpan de 20mm de espesor en todas las superficies de contacto con el terreno y la solera.

La cimentación será calculada de manera que se transmita al terreno cargas entre 2 y 3 kg/cm<sup>2</sup>.

### **4.4.2. Realización de pasa tubos en forjado.**

Se realizará perforación en el forjado de la planta baja, situado en el lugar indicado por el plano 3. Dicho hueco tendrá salida al exterior, hacia un patio al aire libre de la comunidad. A través de dicho hueco pasarán las tuberías del circuito 3, por lo cual las dimensiones del hueco han de ser mayores al diámetro de las tuberías. El hueco a realizar será de 60x30 mm.

### **4.4.3. Puertas.**

El local dispondrá de una puerta de acceso de chapa grecada precalada de 1x2,02m, dotada con barra anti-pánico e insonorizada adecuadamente. La puerta deberá tener un letrero en su parte externa con la siguiente inscripción:

-“Sala de máquinas prohibida la entrada a toda persona ajena al servicio” [4]

No se realizarán cambios en la puerta, debido a que la puerta instalada en la ya cumple con los requisitos anteriormente descritos.

**PRESUPUESTO.**

## 5. PRESUPUESTO.

Tal como se ha visto anteriormente, la planta de microcogeneración estará formada fundamentalmente por tres módulos de microcogeneración, un intercambiador, un aerorefrigerador, un acumulador y el sistema de tuberías.

A efecto de inversiones se considerará las siguientes partidas:

-Grupo módulos microcogeneración que incluye:

- . Tres módulos.
- . Sistema de combustible, entrada a motores (tuberías de gas).
- . Sistema de refrigeración con el intercambiador (tuberías de agua).
- . Sistema eléctrico.
- . Sistema de evacuación de gases.

-Intercambiador, que incluye:

- . Un intercambiador.
- . Sistema de refrigeración con los módulos (tuberías de agua).
- . Sistema de tuberías con el acumulador caliente y el aerorefrigerador.

-Aerorefrigerador, que incluye:

- . Un aerorefrigerador.
- . Sistema de tuberías con el intercambiador (tubería de agua).
- . Sistema de tuberías con el acumulador frío (tubería de agua).

-Acumulador Frío, que incluye:

- . Un acumulador.
- . Un grupo de presión.
- . Sistema de tuberías con el aerorefrigerador, intercalando el grupo de presión (tuberías agua).
- . Sistema de tuberías retorno de calefacción (tuberías de agua).

-Sistema eléctrico, que incluye:

- . Sistema de medida y contaje eléctrico.
- . Cableado derivación individual.
- . Cuadro general de mando y protección.
- . Cableado circuitos, entre equipos y cuadro general.
- . Protecciones eléctricas.

-Sistema de combustible (de gas natural), que incluye:

- . Red de distribución interior, desde la estación de regulación y medida hasta equipos.
- .Sistema de contaje de gas natural.
- . Entrada a motores.

-Obra civil y estructuras, incluye:

- . Bancada de los módulos.
- . Rozas necesarias para la instalación de la derivación individual.
- . Hueco de obra necesario, con salida al exterior.

-Ingeniería.

-Tramites, legalizaciones y visados.

El presupuesto total de instalación de este proyecto asciende a la cantidad de 186.000,00 €. La maquinaria de la planta es la parte principal de la inversión, con un coste de 170.000,00 €, siendo la instalación de esta 11.790,97 €. El coste de ingeniería del proyecto es 3.200 € y el de legalización de la planta 1.000€.

A continuación se desarrollara un desglose presupuestario, la base de datos de los costes es, "Precio de la Construcción Centro 2006 (Colegio Oficial de Aparejadores y Arquitectos Técnicos de Guadalajara" Presto.8 [55].

- Personal:

<b>Categoría</b>	<b>Coste hombre mes (€/h)</b>
Ingeniero	25,80
Oficial Electricista	14,20
Peón Electricista	11,50
Oficial Albañil	16,17
Peón Albañil	14,69
Oficial Fontanero	13,50
Peón Fontanero	11,00
Oficial Gasista	18,50
Peón Gasista	16,00

**Tabla 55.** Costes de personal [55].

El coste de la mano de obra del personal, ha sido incluido en el desglose de los costes directos desarrollados posteriormente, teniendo en cuenta la categoría del personal y el tiempo dedicado en cada instalación.

- Equipos:

<b>Descripción</b>	<b>Coste (€)</b>
Módulo microcogeneración	54.600,00
Módulo microcogeneración	54.600,00
Módulo microcogeneración	54.600,00
Acumulador frio	1.200,00
Aerorefrigerador	3.000,00
Intercambiador	1.400,00
Grupo Presión	600,00
<b>Total</b>	<b>170.000,00</b>

**Tabla 56.** Desglose presupuestario: Coste de equipos.

- Costes Directos:

Descripción	Unidad	Coste
<u>Sistema de Combustible:</u>		
➤ Instalación línea de distribución, tubería de 2" IG acero al carbón s/DIN 2448. Instalación aérea con sujeciones correspondientes. Consta de:	14,13m	27,21€/m
*Sistema de contaje.	1	1.100,69€/u
*Válvula anti-retorno.	1	4,32 €/u
*Llave de seccionamiento.	1	22,51 €/u
➤ Instalación de 3 entradas a motor, tuberías 0,5" IG acero al carbón s/DIN 2448. Instalación aérea con sujeciones correspondientes. Consta de:	0,78 m	11,43 €/m
* Llave de seccionamiento.	3	4,21 €/u
*Válvula de regulación.	3	3,27 €/u
*Válvula solenoide de parada y seguridad.	3	128,62 €/u
*Filtro.	3	9,82 €/u
<b>TOTAL SISTEMA COMBUSTIBLE</b>		<b>1.512,00 €</b>
<u>Sistema de Tuberías Agua:</u>		
➤ Instalación circuito 1:		
- 1 tubería 1,5" de cobre, con aislamiento de lana. Instalación aérea con sujeciones correspondientes. Consta de:	6,2 m	10,18€/m
*Válvula anti-retorno.	1	16,00€/u
*Llave de seccionamiento.	1	17,43€/u
- 1 tubería 1,5" de cobre, con aislamiento de lana. Instalación aérea con sujeciones correspondientes. Consta de:	4 m	10,18€/m
*Válvula anti-retorno.	1	16,00€/u
*Llave de seccionamiento.	1	17,43€/u
- 1 tubería 1,5" de cobre, con aislamiento de lana. Instalación aérea con sujeciones correspondientes. Consta de:	1,70 m	10,18€/m
*Válvula anti-retorno.	1	16,00€/u
*Llave de seccionamiento.	1	17,43€/u
- 1 tubería 5,5" de cobre, con aislamiento de lana. Instalación aérea con sujeciones correspondientes. Consta de:	0,5 m	25,43 €/m
*Llave de seccionamiento.	1	110,35€/u
-instalación del colector.	1	46,37 €
-1 tubería 5,5" de cobre. Instalación aérea con sujeciones correspondientes.	7,7 m	23,45 €/m
*Llave de seccionamiento.	1	110,35€/u
-3 tuberías de 1,5" de cobre. Instalación aérea con sujeciones correspondientes. Consta de:	0,55 m	8,20€/m
*Llave de seccionamiento.	1	17,43€/u

**Tabla 57.** Desglose presupuestario: Costes directos [55].



Descripción	Unidad	Coste imputable
<p>➤ Instalación circuito 2:</p> <p>- 1 tubería 1" de cobre, con aislamiento de lana. Instalación aérea con sujeciones correspondientes. Consta de:</p> <p>*Llave de seccionamiento.</p> <p>*Válvula anti-retorno.</p>	19,22 m	10,18 €/m
	2	6,61 €/U
	1	8,05 €/U
<p>- 1 tubería 1" de cobre. Instalación aérea con sujeciones correspondientes. Consta de:</p> <p>*Llave de seccionamiento.</p> <p>*Válvula anti-retorno.</p>	10,11 m	8,20 €/m
	3	6,61 €/U
	1	8,05 €/U
<p>➤ Instalación circuito 3:</p> <p>-1 tubería 1" de cobre. Instalación aérea con sujeciones correspondientes. Consta de:</p> <p>*Llave de seccionamiento.</p> <p>*Válvula anti-retorno.</p>	6,45 m	8,20 €/m
	1	6,61 €/U
	1	8,05 €/U
<p>-1 tubería 1" de cobre. Instalación aérea con sujeciones correspondientes. Consta de:</p> <p>*Llave de seccionamiento.</p> <p>*Válvula anti-retorno.</p>	0,82 m	8,20 €/m
	3	6,61 €/U
	1	8,05 €/U
<p>➤ Instalación circuito retorno:</p> <p>- desconexión la tubería de retorno del acumulador caliente y realizar el nuevo enganche en el acumulador frio. Se necesitara alargar la tubería de 3" de PVC, en instalación aérea con sujeciones correspondientes.</p>	13,75 m	16,69€/m
<p>➤ Instalación aportación agua de red:</p> <p>-1 tubería 5" de cobre. Instalación aérea con sujeciones correspondientes. Consta de:</p> <p>*Llave de seccionamiento.</p>	12,60 m	23,45€/m
	1	110,36€/u
<p>-3 tuberías de 1,5" de cobre. Instalación aérea con sujeciones correspondientes. Consta de:</p> <p>*Llave de seccionamiento.</p> <p>*Válvula anti-retorno.</p>	0,87 m	8,20€/m
	3	17,43€7u
	3	16,00€/u
<b>TOTAL SISTEMA TUBERÍAS AGUA</b>		<b>1723,65€</b>
<u><b>Sistema Evacuación de Gases:</b></u>		
<p>➤ Instalación de conductos de evacuación:</p> <p>-1 conducto de diámetro 80 mm de aluminio. Instalación aérea con sujeciones correspondientes.</p>	18,86 m	20,23€/m
<p>-1 conducto de diámetro 80 mm de aluminio. Instalación aérea con sujeciones correspondientes.</p>	16,17 m	20,23€/m
<p>-1 conducto de diámetro 80 mm de Instalación aérea con sujeciones correspondientes.</p>	13,55 m	20,23€/m
<b>TOTAL SISTEMA EVACUACIÓN GASES</b>		<b>982,77 €</b>

**Tabla 58.** Desglose presupuestario: Costes directos [55].

Descripción	Unidad	Coste imputable
<u>Sistema Eléctrico:</u>		
➤ <i>Módulo contador:</i> trifásico, doble o de inducción de cuatro hilos, sistema de medida formado por tres bobinas de tensión y tres de intensidad.	1	665,00 €/u
➤ <i>Fusible</i> 200 A – Pdc 12 Ka.	3	11,60 €/u
➤ <i>Instalación Derivación Individual:</i> -Circuito de 4x70mm <sup>2</sup> +TT 35 mm <sup>2</sup> Cu, con protección RZI-K (AS), instalación enterrada bajo tubo PVC rígido 125mm.	30m	42,00€/m
➤ <i>Cuadro Eléctrico:</i> -armario de PVC, no propagador del incendio, con capacidad 200x300mm. Cableado con cable Cu, protección H07-Z, de las siguientes protecciones: * Interruptor automático general 4x160 A – Pdc 30Ka. * Interruptores automáticos acoplamiento 4x63 A – Pdc 15Ka. * Interruptor Diferencial 4x63 A –30Ma. * Protección contra sobretensiones 4x10Ka – U <sub>p</sub> 2,5 Kv I <sub>máx</sub> 20 Ka –U <sub>c</sub> 255 V– T <sub>R</sub> < 20ns. * Protección de mínima tensión.4x230V –U <sub>min</sub> 195V – T <sub>R</sub> 20ms. * Protección de máxima y mínima frecuencia 3x400V F <sub>min</sub> 49Hz – F <sub>max</sub> 51Hz – T <sub>R</sub> 20ms.	1  1 3 3  3 3 3	199,00€/u  374,57€/u 315,93€/u 320,60€/u  199,95€/u 70,25€/u 295,00€/u
➤ <i>Circuito 1:</i> -4x16 mm <sup>2</sup> +TT, en Cu y protección H07-Z. Canalización superficial PVC, diámetro exterior flexible 32 mm.	5,5m	28,60€/m
➤ <i>Circuito 2:</i> -4x16 mm <sup>2</sup> +TT, en Cu y protección H07-Z. Canalización superficial PVC flexible, diámetro exterior 32 mm.	7,5m	28,60€/m
➤ <i>Circuito 3:</i> -4x16 mm <sup>2</sup> +TT, en Cu y protección H07-Z. Canalización superficial PVC flexible, diámetro exterior 32 mm.	9m	28,60€/m
➤ <i>Puesta a tierra:</i> -electrodos de hierro galvanizado longitud 2 m y diámetro 14 mm. -conductor de tierra de Cu de 35mm <sup>2</sup> , protección RZ1-K(AS).	1 15m	9,44€/u 32,30€/m
<b>TOTAL SISTEMA ELÉCTRICO</b>		<b>7261,7€</b>
<u>Obra Civil:</u>		
➤ <i>Cimentaciones:</i> solera de hormigón en masa de 10cm de espesor, realizada con hormigón H-25/P/20, dimensión 3x1,18mx0,1.	3	9,93€/m2
➤ <i>Realización de pasa tubos</i> en el forjado 60x30mm.	1	150 €
➤ <i>Rozas de obra</i> de 20cm de ancho, guarnecido y enlucido.	30m	9,23 €/m <sup>2</sup>
<b>TOTAL OBRA CIVIL</b>		<b>310,85 €</b>

**Tabla 59.** Desglose presupuestario: Coste Directos [55].

**CONCLUSIÓN.**

## 6. CONCLUSIÓN.

El presente proyecto analiza varias opciones de instalación de microgeneración aplicadas a una comunidad de vecinos con el fin de mejorar la eficiencia energética de los consumos de la misma, así como reducir el coste energético de los vecinos y contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero.

El Proyecto está pensado comercialmente desde el punto de vista del empresario, cuya intención de negocio es no tan sólo la instalación sino también la explotación de la misma, ofreciendo un descuento energético a los vecinos de la comunidad.

Los resultados están comparados con la alternativa de referencia, que es la situación previa a la instalación, 1.500 kW de capacidad térmica y suministro para una potencia instalada en toda la comunidad de 170 kW. Efectivamente, se han analizado 4 posibles alternativas tanto técnicamente como económicamente, y en todas ellas teniendo como equipo principal de la microgeneración, motor o motores alternativos de combustión interna. Se descartó la posibilidad de diseño mediante turbina de gas por su bajo rendimiento eléctrico, que conlleva una menor eficiencia energética y menor rendimiento económico del Proyecto.

La solución aplicada se basa en tres motores de 30 kWe (Alternativa 3) que mejoran la disponibilidad media anual respecto a la instalación de un único motor de la misma capacidad. Dicha alternativa, sin embargo, no podrá evitar el uso de la caldera convencional debido a que el dimensionamiento de los motores está pensado para suministrar la mayor capacidad térmica demandada, cumpliendo al mismo tiempo con el REe, y con los motores funcionando en carga base (100% de carga) el máximo de tiempo posible. Si el criterio de dimensionamiento hubiera sido ir a satisfacer toda la demanda térmica durante todo el año, los meses de verano (con un menor consumo térmico) hubieran penalizado tanto el rendimiento eléctrico equivalente como la rentabilidad del proyecto.

Los resultados obtenidos para la alternativa seleccionada son más que satisfactorios, se obtiene un rendimiento eléctrico equivalente de 52,5% y una rentabilidad de Proyecto del 15% a 15 años, con un periodo de retorno de la inversión de 6 años. Esta rentabilidad asume un indisponibilidad por paradas imprevistas del 5% del tiempo total. Puesto que la vida útil del motor principal es superior a los 8 años, según el fabricante, el riesgo económico del Proyecto es mínimo.

El desarrollo de la solución adoptada ha conllevado los cálculos de dimensionamiento eléctrico tomando como base que debemos conectarnos a una instalación existente. El enganche a barra de distribución interior de la comunidad nos define la longitud de cable para cálculo de caída de tensión en función de la potencia nominal de las máquinas. Por otro lado se ha calculado potencias de cortocircuito para definición de protecciones y su selección.

Una de las mayores ventajas del diseño unifilar desarrollado es la posibilidad de "Paso a isla" en caso de apertura del interruptor general de la Comunidad de vecinos por sobretensión o falta de tensión en la red. Los ajustes del interruptor de la conexión a barra de la cogeneración estará ajustado a un tiempo superior al primer interruptor. En modo "isla" los motores regularán carga directamente con el consumo directo de la comunidad y así el consumo no se verá afectado por huecos de tensión. Si la demanda

de la comunidad fuera superior a los 90 kW que pueden suministrar los motores será necesario programar ciertos deslastres en los consumos, pero esta posibilidad no forma parte del presente Proyecto.

Todo cálculo detallado en este Proyecto ha estado contrastado con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. De hecho, uno de los grandes inconvenientes de no poder dimensionar nuestra instalación con una mayor potencia ajustada a los consumos térmicos existentes es la limitación del RBT a 100 kVA en cualquier instalación de autogeneración. Efectivamente, se puede apreciar en el caso 4 que da mejores resultados técnico-económicos que la alternativa 3 adoptada finalmente pero consiste en potencias de generación superiores a 100 kVA.

La cogeneración está incluida en el Régimen Especial porque conlleva un ahorro de emisiones para el país. En nuestro caso la planta de microcogeneración permitirá ahorrar aproximadamente 18,62% de emisiones de CO<sub>2</sub> anualmente.

**REFERENCIAS.**

## REFERENCIAS.

### Normas.

1. Código técnico de la edificación (CTE\_DB-HE) Ahorro de energía. Mayo 2006. Ministerio de Industria Turismo y Comercio.
2. Real Decreto 661 (R.D.661), regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial del 25 de mayo de 2007. Ministerio de Industria Turismo y Comercio.
3. Real Decreto 616 (R.D.616), sobre fomento de la cogeneración del 11 de mayo de 2007. Ministerio de Industria Turismo y Comercio.
4. Real Decreto 1027, Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) del 29 agosto 2007. Ministerio de la Presidencia.
5. Orden ITC/1732/2010, Boletín Oficial del Estado de 28 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2010 las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.
6. Orden ITC/1660/2009, Boletín Oficial del Estado de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.
7. Real Decreto 1853/1993, de 22 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de gas en locales destinados a usos domésticos, colectivos o comerciales. Ministerio de Presidencia.
8. Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias (ICG).
9. Real Decreto 486/1997, de 14 de Abril, Iluminación en los lugares de trabajo. Ministerio de Seguridad e Higiene.
10. Real Decreto 842, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RBT), de 2002 y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC). Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
11. Real Decreto 865/2003, de 4 julio 2003, por el que se establecen los criterios higiénico-sanitarios para la prevención y control de la legionelosis.
12. Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.

## **Catálogos.**

13. Delixi Aparellaje Eléctrico baja tensión. Catálogo 2009.
14. Merlin Gerin Baja Tensión Potencia. Catálogo 96.
15. Catálogo general Ingeleco Ingeniería.
16. Ferroli, Catálogo de calderas de acero de alto rendimiento para combustibles líquidos o gaseosos (PREXTHERM N). 2009.
17. Ferroli, Catálogo quemador de gas (SUN M50- M70). 2009.
18. Airpress, Catálogo refrigerador de agua de la serie RWD con intercambio térmico aire-agua. 2009.
19. Comeval, Catálogo intercambiador de calor de placas. 2009.
20. Cliber, Catálogo acumulador de inercia para calefacción. 2009.
21. Prize, Catálogo general de bombas y grupos de presión. 2009.
22. Giese Energator, Catálogo unidades de microcogeneración a gas. 2009.

## **Proyectos.**

23. "Sistematización de poligeneración para el abastecimiento energético de un conjunto de viviendas" Proyecto fin de carrera: Juan María Ladero Nuñez-Vilaveirán. Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. Madrid junio de 2007.
24. "Estudio de viabilidad del sector energético de microcogeneración aplicada al sector terciario". Proyecto fin de carrera: Raúl González Montoya. Director D. José Antonio Martínez Paredes. Departamento de Economía de la Empresa. Universidad



Politécnica de Cartagena. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. Junio del 2008.

25. "Modelo de negocio de una empresa de servicios energéticos para suministro integral a edificios de viviendas mediante poligeneración". Proyecto fin de carrera: Christian Baquero Yebra. Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. Madrid junio de 2008.
26. "Desarrollo de un modelo de cálculo para el estudio de viabilidad de instalaciones de cogeneración en España". Proyecto fin de máster: Carlos Cachadiña Gallego. Director José Ignacio Linares. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). Madrid septiembre del 2008.
27. "Central de cogeneración en Tenerife Moderna Franco-Española, S.A.L. Mollet del Valles". Proyecto básico: Instituto para la diversificación y el desarrollo (IDEA). Octubre 1996.

### **Páginas o documentos electrónicos en la red.**

28. [www.senertec.es](http://www.senertec.es) Fabricante de módulos microcogeneración.
29. [www.besel.es](http://www.besel.es) Fabricante de módulos microcogeneración.
30. [www.gasnatural.com](http://www.gasnatural.com)
31. [www.cogen.org](http://www.cogen.org)
32. [www.cliber.es](http://www.cliber.es) Fabricante de acumuladores.
33. [www.comeval.es](http://www.comeval.es) Fabricante de intercambiadores.
34. [www.airpres.es](http://www.airpres.es) Fabricante de aerorefrigeradores.
35. [www.bombaprinze.com](http://www.bombaprinze.com) Fabricante de bombas.
36. [www.prysmian.es](http://www.prysmian.es) Corrección de la conductividad del cobre.
37. [www.sofamel.com](http://www.sofamel.com) Fabricante de picas de tierra.
38. [www.ajmao.org](http://www.ajmao.org) Módulos de contadores.
39. [www.permagsa.com](http://www.permagsa.com) Fabricante de motores de ascensores.
40. [www.aemet.es](http://www.aemet.es) . Agencia estatal de climatológica.
41. [www.delixi.org](http://www.delixi.org) Aparellaje eléctrico.

42. [www.legrand.es](http://www.legrand.es) Aparellaje eléctrico.

43. [www.callejeando.com](http://www.callejeando.com)

44. [www.soljet.com](http://www.soljet.com)

45. [www.empresaeficiente.com](http://www.empresaeficiente.com)

46. [www.mundohvacr.com](http://www.mundohvacr.com)

### **Conferencias.**

47. "Micro-cogeneración en edificios no conectados a la Red Eléctrica". Cogen España: Jornada Técnica sobre Cogeneración, 5ª Feria Internacional de la Energía Eficiente y Sostenible, PowerExpo. Manel Blasco Busquets - Ingeniero Industrial. Zaragoza 2006.

48. "Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia. Casos prácticos." Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía – IDAE. Junio 2008.

49. "Micro-trigeneración: Estado del arte, sistemas tipo y componentes". David Arzoz del Val - Dr. Ing. Industrial. Bilbao 12 de Junio de 2007.

50. "Microcogeneración con motores alternativos de combustión interna". Jornada de Cogeneración- GENERA´07. David Arzoz del Val. Dr.Ing.Industrial.. Madrid, Septiembre del 2007.

51. "Lucha contra el cambio climático desde el hogar: trigeneración en el sector residencial". Energía, medio ambiente y desarrollo sostenible VII Semana de la ciencia. Dr. Ing. José Ignacio Linares - Director de la Cátedra Rafael Mariño de NuevasTecnologías Energéticas - Profesor del Departamento de Ingeniería Mecánica de la - Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). Madrid del 5 al 18 Noviembre 2007.

### **Libros.**

52. Thomson Paraninfo. "Instalaciones eléctricas en media y baja tensión". José García Trasancos. 5ª Edición.

## **Software.**

53. Microsoft Office Excel 2007.

54. Indalwin 6.2 Interior.

55. Presto.8. Base de datos "Precio de la Construcción Centro 2006 (Colegio Oficial de Aparejadores y Arquitectos Técnicos de Guadalajara)".

56. Autocad.7.

## **ANEXOS**

**ANEXOS I.**  
**CLIMATOLOGÍA DE LA ZONA.**

## ANEXO I: CLIMATOLOGÍA MADRID

La Comunidad se encuentra en Alcobendas (Madrid) a una altura sobre el nivel del mar de 667m. La climatología de la zona de Madrid, sufre una oscilación extrema, tanto el calor como el frío, son secos y se llega de uno a otro de manera muy brusca. Siendo la climatología considerada la que se adjunta en la tabla siguiente:

Datos	Temperatura Media (°C)	Temperatura Máxima (°C)	Temperatura Mínima (°C)	Temperatura Red (°C)	Humedad relativa (%)
<i>Enero</i>	5,4	10,6	0,3	6	75
<i>Febrero</i>	7,2	12,9	1,5	7	68
<i>Marzo</i>	9,8	16,3	3,2	9	59
<i>Abril</i>	11,7	18,0	5,4	11	58
<i>Mayo</i>	15,6	22,3	8,8	12	56
<i>Junio</i>	20,7	28,2	13,0	13	47
<i>Julio</i>	24,5	33,0	16,1	14	40
<i>Agosto</i>	24,2	32,4	16,0	13	41
<i>Septiembre</i>	20,2	27,6	12,7	12	51
<i>Octubre</i>	14,4	20,6	8,3	11	64
<i>Noviembre</i>	9,2	14,7	3,8	9	73
<i>Diciembre</i>	6,4	11,0	1,8	6	77
<i>Anual</i>	14,1	20,6	7,6	10	59

**Tabla 60.** Climatología de la zona donde está situada la comunidad.

Estos datos han sido obtenidos de la Agencia Estatal de Meteorología de España (AEMET) [40], estando situado el centro de recogida de datos en el Aeropuerto de Madrid/Barajas, y del Código Técnico de la Edificación [1], del documento básico de ahorro de energía.

**ANEXOS II.**  
**DESARROLLO DE LOS CALCULOS.**

## ANEXO II: DESARROLLO DE LOS CALCULOS

En el anexo que nos ocupa explicaremos los pasos seguidos para obtener los resultados técnicos del estudio de viabilidad. A continuación desarrollaremos los cálculos de una de las alternativas del apartado 3, sirviendo de ejemplo para el resto de alternativas, siendo los pasos seguidos idénticos.

La alternativa a desarrollar es la Alternativa 1 (planta de un solo motor cubriendo únicamente la demanda de agua caliente sanitaria).

### II.1. Datos Básicos.

Los datos básicos recogidos en el tabla posterior son especificaciones técnicas del motor recibidas por el fabricante Senertec.

<b>Tipo de motor</b>	GB 50
<b>Potencia eléctrica por Módulo (kWe)</b>	49
<b>Potencia térmica por Módulo (kWt)</b>	90
<b>Consumo de combustible (kW)</b>	175,7
<b>Rendimiento eléctrico (%)</b>	31,3
<b>Potencia eléctrica instalada Planta (kWe)</b>	49
<b>Potencia eléctrica instalada Planta (kVA)</b>	53
<b>Potencia térmica instalada Planta (kWt)</b>	90
<b>Nº de horas/año de funcionamiento (%)</b>	91.3
<b>Nº de horas/año de funcionamiento</b>	8000
<b>Disponibilidad sobre funcionamiento (%)</b>	95
<b>Horas para mantenimiento</b>	760
<b>Superficie de la planta (m<sup>2</sup>)</b>	93,5
<b>Vida útil de la planta (años)</b>	15

**Tabla 61.** Datos de la planta de microgeneración [22].

La potencia instalada en la planta es la suma de las potencias del número de motores necesarios para cada alternativa.

$$P.e.planta (kW) = N^{\circ} Motores * P.e.Grupo (kW)$$



## II.2. Inversión.

El precio de la inversión total de la planta de microgeneración, ha sido calculado teniendo en cuenta todos los procedimientos necesarios: instalación, ingeniería y legalización. Los datos del coste del motor y la instalación de este, han sido obtenidos del proveedor, Senertec. Así como el coste del resto de máquinas necesarias para la planta, han sido obtenidas de los catálogos de sus fabricantes. Mientras que los costes de ingeniería y legalización son estimaciones.

### -Coste Total Planta Microgeneración:

$$\text{Coste}_{\text{Planta}}(\text{€}) = \text{Coste Equipos} + \text{Coste Instalación} + \text{Coste Ingeniería} + \text{Coste de Legalización}$$

### -Coste Equipos Necesarios:

$$\text{Coste}_{\text{Equipos}}(\text{€}) = N^{\circ} * \text{Coste}_{\text{Motor}} + \text{Coste}_{\text{Tanque}} + \text{Coste}_{\text{Intercam.}} + \text{Coste}_{\text{Aerorefrg.}} + \text{Coste}_{\text{Bomba}}$$

### -Precio del kW:

$$\text{Precio/kW} (\text{€}/_{\text{kW}}) = \frac{\text{Coste}_{\text{Planta}}(\text{€})}{\text{Potencia instalada en la planta(kW)}}$$

Los resultados de los cálculos de inversión son:

<b>Motor (€)</b>	62.000
<b>Tanque agua fría (€)</b>	1.200
<b>Bombas (€)</b>	600
<b>Aerorefrigerante (€)</b>	1.400
<b>Intercambiador (€)</b>	1.000
<b>Instalación (€)</b>	1.900
<b>Ingeniería (€)</b>	2.300
<b>Legalización (€)</b>	1.600
<b>Total Planta (€)</b>	72.000
<b>Euro / kW</b>	1.440

**Tabla 62.** Inversión del proyecto.

La inversión de la planta es el coste total de ella: 72.000€.

### II.3. Coeficientes.

Los datos de los coeficientes (degradación, simultaneidad y disponibilidad) utilizados para los cálculos técnicos de cada año de operación, son los indicados por el fabricante [22], para las condiciones nominales de trabajo de los módulos. Dichos datos se recogen en la siguiente tabla:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Rendimiento de caldera convencional (%)</b>	0,90	0,90	0,90
<b>Rendimiento eléctrico del motor (%)</b>	0,31	0.307	0.304
<b>Coeficiente de degradación (%)</b>	0.02	0.01	0.01
<b>Coeficiente de simultaneidad eléctrica en consumo (%)</b>	0,50	0,50	0,50
<b>Disponibilidad sobre funcionamiento (%)</b>	0,95	0,95	0,95

**Tabla 63.** *Coeficientes técnicos.*

Para el estudio de este proyecto el coeficiente de degradación solo nos afectara de forma eléctrica, reduciendo la energía eléctrica generada a lo largo del tiempo. Por otro lado se supondrá que el efecto del coeficiente de degradación en la caldera de recuperación es nulo, supondremos que la energía eléctrica perdida con el tiempo se disipara en forma de calor, el cual no se recuperará en la caldera de recuperación.

El efecto del coeficiente de degradación eléctrica hace que el rendimiento eléctrico disminuya. Los cálculos para cada año, se desarrollan con la siguiente ecuación:

$$\eta_{\text{Eléctrico actual}}(\%) = \eta_{\text{Eléctrico anterior}}(\%) * \left( 1 - \frac{\text{Coef. Degradación}(\%)}{100} \right)$$

Los datos iniciales del rendimiento son los ofrecidos en los datos bases del motor, dichos datos han sido ofrecidos por los fabricantes.

## II.4. Cálculos Demanda Térmica:

La demanda térmica de la comunidad ha sido calculada a través de los datos de agua caliente sanitaria por vivienda y calefacción necesaria por metro cuadrado. Estos datos han sido obtenidos del estudio de demanda térmica de una vivienda realizado por Raúl González Montoya en su proyecto fin de carrera del año 2008, en la Universidad Politécnica de Cartagena, el cual es "Estudio de viabilidad del sector energético de microgeneración aplicada al sector terciario". Los datos de la demanda por vivienda están recogidos en la siguiente tabla:

	<b>Calefacción kWh/(mes.m2)</b>	<b>ACS (kWh/viv)</b>
<b>Enero</b>	11,533865	311,7546
<b>Febrero</b>	8,973942	273,7224
<b>Marzo</b>	4,523794	285,7518
<b>Abril</b>	5,275750	259,7940
<b>Mayo</b>	2,589639	259,8048
<b>Junio</b>	0,158918	243,0000
<b>Julio</b>	0,007929	242,4510
<b>Agosto</b>	0,000000	251,1000
<b>Septiembre</b>	0,560306	251,4240
<b>Octubre</b>	1,693408	268,4538
<b>Noviembre</b>	7,960568	276,5340
<b>Diciembre</b>	12,432681	311,7546

**Tabla 64.** Datos de necesidades térmicas por vivienda [24].

A partir de estos datos se han calculado las necesidades térmicas de la Comunidad.

### -Demanda de Calefacción por vivienda:

Para el cálculo de la energía necesaria de calefacción por vivienda se utiliza la ecuación:

$$E.t. \text{ Calefacción}_{\text{piso}} \left( \frac{kWh}{mes} \right) = E.t. \text{ Calefacción} \left( \frac{kWh}{mes * m^2} \right) * \text{Área piso} (m^2)$$

La siguiente tabla recoge los cálculos de la energía térmica necesaria de Calefacción por piso:

	<b>Calefacción kWh/mes</b>
<b>Enero</b>	980
<b>Febrero</b>	763
<b>Marzo</b>	385
<b>Abril</b>	448
<b>Mayo</b>	220
<b>Junio</b>	14
<b>Julio</b>	1
<b>Agosto</b>	0
<b>Septiembre</b>	48
<b>Octubre</b>	144
<b>Noviembre</b>	677
<b>Diciembre</b>	1.057

**Tabla 65.** *Demanda térmica de calefacción por piso.*

-Demanda térmicas de la Comunidad:

El desarrollo de los cálculos de las necesidades térmicas de la comunidad de agua caliente sanitaria y calefacción son:

$$E. t. ACS_{Comunidad} \left( \frac{kWh}{mes} \right) = E. t. ACS (kWh/viv * mes) * \text{Número de pisos}$$

$$E. t. Calefacción_{Comunidad} \left( \frac{kWh}{mes} \right) = E. t. Calefacción \left( \frac{kWh}{mes} \right) * \text{Número de pisos}$$

Esta tabla muestra los datos obtenidos:

	<b>Calefacción kWh</b>	<b>ACS kWh</b>
<b>Enero</b>	196.076	62.351
<b>Febrero</b>	152.557	54.744
<b>Marzo</b>	76.904	57.150
<b>Abril</b>	89.688	51.959
<b>Mayo</b>	44.024	51.961
<b>Junio</b>	2.702	48.600
<b>Julio</b>	135	48.490
<b>Agosto</b>	0	50.220
<b>Septiembre</b>	9.525	50.285
<b>Octubre</b>	28.788	53.691
<b>Noviembre</b>	135.330	55.307
<b>Diciembre</b>	211.356	62.351

**Tabla 66.** *Demanda térmica de la comunidad.*

-Potencia Térmica:

El cálculo de la potencia de calefacción se calcula de la siguiente forma:

$$Potencia\ Calefacción\ (kW) = \frac{E.t.\ Calefacción\ (kWh)}{Número\ de\ Horas}$$

siendo el número de horas:

$$Número\ de\ Horas = Días\ del\ mes * 24\ horas$$

La potencia necesaria de cada mes para calefacción y agua caliente sanitaria de la comunidad es:

	Número de Horas	Potencia	
		Calefacción (kW)	ACS (Kw)
Enero	744	263,54	83,805
Febrero	672	227,02	81,465
Marzo	744	103,37	76,815
Abril	720	124,57	72,165
Mayo	744	59,17	69,84
Junio	720	3,75	67,5
Julio	744	0,18	65,175
Agosto	744	0,00	67,5
Septiembre	720	13,23	69,84
Octubre	744	38,69	72,165
Noviembre	720	187,96	76,815
Diciembre	744	284,08	83,805

**Tabla 67.** Potencia térmica de la comunidad.

La punta de demanda térmica es el máximo de potencia necesaria a lo largo de un año de funcionamiento.

-Energía térmica necesaria al año:

La energía térmica necesaria al año se calcula sumando las energías térmicas de cada mes de toda la Comunidad, siguiendo la fórmula:

$$E.t.anual\ (kW) = \sum_{i=Enero}^{i=Diciembre} [E.Calefacción_i(kWh) + E.ACS_i(kWh)]$$

Por lo tanto la demanda térmica de la Comunidad es:

<b>Energía térmica al año (kWh)</b>	517.687
<b>Punta de demanda térmica (kW)</b>	67,0
<b>Temperatura necesaria para ACS (°C)</b>	90°C

**Tabla 68.** Consumos de la comunidad.

## II.5. Resultados Técnicos.

Los resultados técnicos han sido calculados a partir de los datos obtenidos en los apartados anteriores, cálculo de la demanda térmica y datos bases de la planta. A continuación se desarrollaran los cálculos técnicos para obtener los resultados mostrados en el apartado "descripción de la alternativas propuestas".

### -Energía térmica generada al año:

Para el cálculo de toda la energía generada en un año, hemos dividido la energía generada en dos periodos, invierno y verano, así la energía generada anual es:

$$E.t. Generada_{Anual}(kWh) = E.t. Generada_{Invierno}(kWh) + E.t. Generado_{Verano}(kWh)$$

El cálculo de cada uno de los periodos se hace por separado pero siguiendo los mismos pasos, a continuación desarrollaremos los cálculos de forma genérica para cada periodo, dicho desarrollo está basado en la suposición siguiente:

- Si la Energía térmica necesaria es mayor que la Energía térmica máxima a generar, entonces la Energía Generada es igual a la Energía máxima a generar (dentro de un mismo periodo), generando el resto de energía necesaria con la caldera convencional.

$$E.t. Generada_{periodo}(kWh) = E.t. Generada_{max periodo}(kWh)$$

siendo la energía térmica máxima a generar por la planta en un periodo:

$$E.t. Generada_{max periodo}(kWh) = P.t. Grupo * Disponibilidad * N^o Grupos * \sum_{periodo} \left[ N^o \frac{horas}{mes} \right] - \frac{8760 - N^o \frac{horas}{año}}{2}$$

- Si la Energía térmica necesaria es menor que la Energía térmica máxima a generar, entonces la Energía Generada será:

$$E.t. Generada_{periodo}(kWh) = E.t. Necesaria_{periodo}(kWh) * N^{\circ} \frac{horas}{año} (\%) * \frac{(1 + Disponibilidad)}{2}$$

donde la Energía térmica Necesaria de una periodo es:

$$E.t. Necesaria_{periodo}(kWh) = \sum_{periodo} [E.t. Calefacción (kWh) + E.t. ACS (kWh)]$$

- Combustible requerido al año (por la Microcogeneración):

$$Q_{anual}(kWh) = N^{\circ} Grupos * Consumo Q_{grupo}(kW) * Disponibilidad * Horas funcionamiento$$

-Energía térmica Generada Convencionalmente al año:

La energía generada por la caldera convencional es el resto de la energía necesaria que nos es cubierta por la energía generada por la microcogeneración:

$$E.t. Generada Convencionalmente_{anual}(kWh) = E.t. Necesaria_{anual}(kWh) - E.t. Generada_{anual}(kWh)$$

-Combustible requerido al año por la Caldera Convencional:

$$Q_{Caldera_{anual}}(kWh) = E.t. Generada Convencionalmente (kWh) * \eta_{Caldera}(\%)$$

-Energía eléctrica Generada al año:

Para el cálculo de la electricidad generada tenemos que tener en cuenta el coeficiente de degradación y por tanto el rendimiento eléctrico de cada año correspondiente. La producción eléctrica del primer año de funcionamiento de la planta se calcula con la siguiente fórmula:

$$E.e. Generada_{\text{primer año}}(kWh) = N^{\circ} \text{Grupos} * P.e._{\text{Grupo}}(kW) * N^{\circ} \text{horas funcionamiento} * Disponibilidad$$

A partir de este primer año, el cálculo de la energía producida se realizará en base al combustible utilizado para la producción térmica de la planta de microgeneración, siguiendo la ecuación:

$$E.e. Generada_{\text{año } x}(kWh) = Q_{\text{Microcogereación}_{\text{año } x}}(kWh) * \eta_{\text{Electrico}_{\text{año } x}}$$

El rendimiento eléctrico para cada año, se calcula a partir del rendimiento inicial del grupo. Para calcular el rendimiento de un año se multiplicara el rendimiento del año anterior por el coeficiente de degradación de ese año:

$$\eta_{\text{Electrico}_{\text{año } x}}(\%) = \eta_{\text{Electrico}_{\text{año } x-1}}(\%) * [1 - \text{Coef. Degradación}_{\text{año } x-1}]$$

-Rendimiento Eléctrico Equivalente anual:

$$REE = \frac{E.e}{Q - E.t/0.9}$$

siendo:

E.e: Energía Eléctrica generada.

Q: Combustible requerida.

E.t: Energía Térmica generada.



Los resultados técnicos obtenidos con el desarrollo anterior son:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Energía térmica generada al año para ACS (kWh) (E.t)</b>	460.954	460.954	460.954
<b>Energía térmica a generar al año convencionalmente (kWh) (E.t.)</b>	56.733	56.733	56.733
<b>Total energía térmica generada al año (kWh)</b>	517.687	517.687	517.687
<b>Energía eléctrica generada al año (kWh) (E.e)</b>	418.000	409.640	405.544
<b>Combustible requerido al año (PCI) (kWh) (Q)</b>	1.334.963	1.334.963	1.334.963
<b>Combustible requerido por caldera convencional al año (PCI) (kWh) (Q)</b>	63.036	63.036	63.036
<b>Rendimiento eléctrico equivalente anual (REE)</b>	0,508	0,498	0,493

**Tabla 69.** Resultados técnicos.

Los datos necesarios para los cálculos anteriores, que no están incluidos en la tabla 70 son los siguientes:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Energía térmica generada en verano (kWh)</b>	214.778	214.778	214.778
<b>Energía térmica máxima a generar en verano (kWh)</b>	343.026	343.026	343.026
<b>Energía térmica necesaria verano (kWh)</b>	241.212	241.212	241.212
<b>Energía térmica generada en invierno (kWh)</b>	246.177	246.177	246.177
<b>Energía térmica máxima a generar en invierno (kWh)</b>	340.974	340.974	340.974
<b>Energía térmica necesaria en invierno (kWh)</b>	276.475	276.475	276.475
<b>Número horas de funcionamiento de la planta</b>	8000	8000	8000
<b>Disponibilidad de la planta</b>	95	95	95

**Tabla 70.** Datos para los cálculos técnicos.

## II.6. Resultados Económicos.

Los ingresos de la planta de microgeneración, como se ha explicado en las bases de partida del proyecto, son la venta de energía eléctrica a la red y la venta de energía térmica a la comunidad, siendo su ecuación la siguiente:

$$\text{Ingresos (€)} = \text{Venta E. Eléctrica (€)} + \text{Venta E. Térmica (€)}$$

### -Venta Energía Eléctrica:

Este ingreso está directamente relacionado con el precio del kWh, de energía eléctrica producida, en el Mercado Eléctrico. La venta eléctrica es:

$$\text{Venta E. Eléctrica (€)} = E.e. \text{ Generada (kWh)} * \text{Precio kWh (c€/kWh)} / 100$$

El precio de venta del kWh eléctrico es definido por la siguiente ecuación:

$$\text{Precio kWh eléctrico} \left( \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right) = \text{Complemento Eficiencia} + \text{Tarifa Eléctrica Regulada}$$

Ambos parámetros están estipulados por documentos oficiales. Por una parte el Complemento por Eficiencia está incluido en el Real Decreto 661/2007 en el Artículo 28. El complemento por eficiencia depende del Rendimiento Eléctrico Equivalente (Ree) del periodo de facturación.

$$\text{Complemento Eficiencia} \left( \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right) = 1,1 * \left[ \frac{1}{\text{Ree}_{\min}} - \frac{1}{\text{Ree}_i} \right] * \text{CMP} \left( \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right)$$

siendo:

CMP: Coste unitario de la materia prima, en este caso gas natural, para instalaciones abastecidas a p<4 bar, publicado trimestralmente en el BOE. Este coste se ve incrementado cada año debido a la subida de precios del combustible (Incremento de Combustible  $I_{\text{comb}}$ ) anual.

$$\text{CMP}_{\text{año } x} \left( \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right) = \text{CMP}_{\text{año } x-1} \left( \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right) * (1 + I_{\text{comb}})$$

$\text{Ree}_{\min}$ : Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido, en el periodo de un año de instalación tiene que superar o igualar este valor mínimo, en el caso de motores térmicos de gas natural con potencia instalada menor o igual a 1MW el  $\text{Ree}_{\min}$  es 45%.

$\text{Ree}_i$ = Rendimiento eléctrico equivalente de la instalación acreditado en el año i.

La Tarifa Eléctrica está estipulada en el Anexo II de la orden ITC/1732/2010 [5], donde especifica que para el subgrupo a.1.1. (la definición de este subgrupo es: *categoría a*, productores que utilicen cogeneración para la producción de electricidad a partir de energías residuales; *grupo a.1.*, instalaciones con central de cogeneración siempre que supongan un alto rendimiento energético; *subgrupo a.1.1.*, cogeneración que utilicen gas natural, siempre que suponga al menos el 95% de energía primaria utilizada) de potencia menor a 0,5 MW, la Tarifa Regulada es 13,22 c€/kWh. Además en este anexo incluye las primas de referencia que en el caso de estas instalaciones es 0 c€/kWh.

Para el estudio de viabilidad en el tiempo, se ha tenido que estudiar el incremento anual de la tarifa regulada:

$$\text{Tarifa Regulada}_{\text{año } x} \left( \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right) = \text{Tarifa Regulada}_{\text{año } x-1} \left( \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right) * (1 + I_{\text{elec}})$$

El incremento anual de la tarifa eléctrica depende de los parámetros Incremento de Combustible ( $I_{comb}$ ) y el Incremento de Precios de Consumo (IPC) según Anexo VII del RD 661/2007 [2], de forma que el incremento de tarifa eléctrica ( $I_{elec}$ ) será:

$$I_{elec} = I_{elec\ trimesstral}^4 - 1$$

$$I_{elec\ trimesstral} = 1 + IPC_{trimesstral} + A * (I_{Comb\ trimesstral} - IPC_{trimesstral})$$

siendo:

A: coeficientes fijos de actualización dependientes del nivel de potencia y del combustible utilizado. Para gas natural y potencia menor a 1MW, A=0,5404.

$$IPC_{trimesstral} = (IPC_{anual} + 1)^{\frac{1}{4}} - 1$$

$$I_{Comb\ trimesstral} = (I_{Comb\ anual} + 1)^{\frac{1}{4}} - 1$$

#### -Venta Energía Térmica:

Para el cálculo de la venta de energía térmica, utilizamos el combustible usado para suplir la demanda térmica sin cogeneración, debido a que el descuento ofrecido a la comunidad se realiza sobre esta demanda.

$$Venta\ E.\ térmica\ (€) = Coste\ Q_{sin\ cogeneración}(€) * [1 - Descuento\ tarifa\ térmica]$$

El coste del combustible utilizado de forma convencional es:

$$Coste\ Q_{sin\ cogeneración}(€) = \frac{E.\ t.\ necesaria_{ACS+Calef}(kWh)}{0.9} * \frac{Precio\ kWh\ G.N\ \left(\frac{c€}{kWh}\right)}{100} * 1.11^*$$

El precio del kWh de gas natural por tener un consumo superior a 100.000kW/año, está estipulado como una tarifa de último recurso (tarifa industrial), según ITC/1660/2009 [6]. Al igual que el precio del kWh eléctrico, el del gas natural tiene un incremento anual debido al incremento de precio por combustible.

$$Precio\ kWh\ G.N_{año\ x}\ \left(\frac{c€}{kWh}\right) = Precio\ kWh\ G.N_{año\ x-1}\ \left(\frac{c€}{kWh}\right) * (1 + I_{Comb\ anual})$$

---

\* El coeficiente 1,11 es debido al cambio del poder calorífico inferior al superior.

La tabla siguiente muestra los resultados obtenidos con los cálculos económicos:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Venta de electricidad a la red (€)</b>	57.924	57.919	58.714
<b>Venta de Energía térmica (90%) (€)</b>	21.844	22.499	23.174
<b>Ingresos (€)</b>	79.768	80.418	81.888

**Tabla 71.** *Resultados económicos.*

A continuación se exponen los datos utilizados en este cálculo:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Incremento anual de la Tarifa Regulada</b>	2,77%	2,77%	2,77%
<b>Incremento de Precios de Consumo anual</b>	2,50%	2,50%	2,50%
<b>Incremento de Precios de Combustible</b>	3,00%	3,00%	3,00%
<b>Precio del kWh Gas Natural tarifa industrial (c€)</b>	3,80	3,92	4,03
<b>Tarifa eléctrica regulada (c€/kWh)</b>	13,22	13,59	13,96
<b>Precio CMP del kWh PCS Gas Natural (€)</b>	2,28	2,35	2,42
<b>Complemento por eficiencia (c€/kWh)</b>	0,64	0,55	0,52
<b>Precio final del kWh (c€)</b>	13,86	14,14	14,48
<b>Coste anual de combustible sin cogeneración (€)</b>	24.271	24.999	25.749
<b>Descuento sobre factura de G.N. convencional (%)</b>	10	10	10

**Tabla 72.** *Datos para el desarrollo económico.*

## II.7. Costes de Explotación.

Los gastos anuales es la suma de los diferentes gastos necesarios, para que la planta este en funcionamiento tanto técnicamente como legalmente. Los gastos de la planta (coste gestión, seguro, operación...) son estimaciones obtenidas del estudio de la Universidad Politécnica de Cartagena [24], como se indica el apartado 1.6.4. de este proyecto. A continuación se indica los diferentes gastos de explotación de la instalación:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
<b>Alquiler de terrenos (€)</b>	0	0	0
<b>Operación (€)</b>	1.881	1.928	1.976
<b>Mantenimiento especializado (€)</b>	4.389	4.499	4.611
<b>Gestión (€)</b>	792	812	832
<b>Seguros e impuestos (€)</b>	1.080	1.107	1.135
<b>Combustible motor (€)</b>	51.656	53.179	54.747
<b>Combustible caldera convencional (€)</b>	2.660	2.740	2.822
<b>Costes totales (€)</b>	62.458	64.264	66.123

**Tabla 73.** *Costes de explotación.*

-Coste total anual:

$$Coste_{Total}(\text{€}) = Coste_{Operación}(\text{€}) + Coste_{Mtto}(\text{€}) + Coste_{Seguro e Impuestos}(\text{€}) + Coste_{Gestión}(\text{€})$$

-Costes Operación y Mantenimiento:

Estos gastos dependen del funcionamiento anual del motor, siendo el coste por cada kWh eléctrico generado 150c€.

$$Coste_{OyM}(\text{€}) = Coste_{OyM} /_{kWh} \left( \frac{c\text{€}}{kWh} \right) * E.e. Generada(kWh)$$

Para calcular el coste por separado, se ha estimado que el 30% del coste de operación y mantenimiento, es el coste de operación y el 70% es el coste de mantenimiento.

-Costes Gestión:

Estimamos los costes de gestión el 1,1% de la inversión inicial.

$$Coste_{Gestión}(\text{€}) = 1,1\% * Inversión(\text{€})$$

-Costes Seguro e Impuestos:

Estimamos los costes de seguro e impuestos el 1,5% de la inversión inicial.

$$Coste_{Seguro e Impuestos}(\text{€}) = 1,5\% * Inversión(\text{€})$$

-Coste Combustible:

Este coste es del combustible utilizado para cubrir toda la demanda térmica de la comunidad, tanto con la planta de microgeneración, como con la caldera convencional.

$$Coste_{Combustible}(\text{€}) = Coste_{Combustible Motor}(\text{€}) + Coste_{Combustible Caldera}(\text{€})$$

$$Coste_{Combustible Motor}(\text{€}) = Q_{Microgeneración}(kWh) * \frac{\text{Precio del kWh GN} \left( \frac{c\text{€}}{kWh} \right)}{100} + 75,84 * 12$$

---

\* El coste fijo por contratar la tarifa integral de gas natural, se ha tenido en cuenta en el coste anual de combustible del motor. El coste fijo es 75,84 €/cliente/mes.

$$Coste_{Combustible\ Caldera}(\text{€}) = Q_{Caldera} (kWh) * \frac{\text{Precio del kWh GN } \left( \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right)}{100} * 1.11^*$$

Siendo los datos de combustible requerido para microgeneración y caldera, y el precio del kWh de gas natural, los indicados en los apartados resultados económicos y resultados técnicos.

Los costes de Operación y Mantenimiento, Gestión y Seguros e Impuestos del funcionamiento de la planta desarrollados anteriormente, sufren el incremento del precio de consumo, por ello todas las ecuaciones anteriores son para el cálculo de los costes del primer año de funcionamiento, a partir de estos costes iniciales calcularemos los costes de años posteriores teniendo en cuenta el incremento de precio de consumo:

$$Coste_{año\ x}(\text{€}) = Coste_{año\ x-1}(\text{€}) * (1 + IPC)$$

Los costes de Combustible sufren también este incremento en el precio de gas natural, el cual ya se tiene en cuenta en su cálculo.

## II.8. Resultados de Rentabilidad.

Los resultados de rentabilidad parten de la inversión inicial del proyecto, de los resultados económicos obtenidos y del coste de explotación de la planta a lo largo de 15 años, para obtener el periodo de retorno de la inversión, tasa interna de rentabilidad y el valor actual neto. Con estos resultados estudiaremos la alternativa que resulta más atractiva para su instalación.

### -Periodo de retorno de la inversión (P.R.I.).

El periodo de retorno de la inversión sobre el margen de explotación, o Pay Back, es el número de años necesarios para recobrar el capital invertido a partir de los beneficios generados por el proyecto. Es decir los años que tarda la inversión en pagarse a si misma. Se puede representar por la siguiente expresión:

$$I (\text{€}) = \sum_{j=0}^n R_j (\text{€})$$

donde:

I: inversión

R: margen de explotación.

j: año del rendimiento.

n: número de años

---

\* El coeficiente 1,11 es debido al cambio del poder calorífico inferior al superior.

Aplicando la expresión anterior y conocido el flujo de caja a lo largo de la vida del proyecto, obtenemos el periodo de retorno (PR), o payback, lo que dará una idea del tiempo de recuperación del capital invertido, y por lo tanto se podrá tener una idea del riesgo que se está asumiendo con esta inversión, ya que en el periodo de vida de la central no es probable que cambien las condiciones del proyecto.

#### -Tasa interna de rentabilidad (T.I.R.).

Con objeto de conocer el interés de la inversión es conveniente analizar su comportamiento frente a diferentes tasas de descuento y especialmente conocer cual es aquella que es capaz de soportar el proyecto antes de que su valor actual neto cambie de signo, a esta tasa se le denomina tasa interna de rentabilidad del proyecto (TIR). Por medio del TIR se podrá conocer su rentabilidad relativa

El TIR es aquel tipo de actualización para el cual el valor actual se hace nulo, y se calculará:

$$0 = I(€) - \frac{\sum_{j=0}^n R_j(€)}{(1 + TIR)^n}$$

donde:

I: inversión

R: margen de explotación.

j: año del rendimiento.

n: número de años

#### -Valor Actual Neto (V.A.N.).

Por valor actual neto de una inversión se entiende la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial.

$$VAN = \frac{\sum_{j=0}^n R_j(€)}{(1+r)^n} - I(€)$$

donde:

I: inversión

R: margen de explotación.

j: año del rendimiento.

n: número de años

r: tasa de interés del mercado: 10,35%.

La siguiente tabla muestra como ejemplo los resultados obtenidos para la alternativa 1.

<b>P.R.I. Retorno inversión sobre Marg. Explot. (años)</b>	5
<b>T.I.R. de la inversión / Margen de explotación</b>	21%
<b>V.A.N. de la inversión / Marg. de explot. (10%)</b>	43.567

**Tabla 74.** Rentabilidad del proyecto.

A continuación se muestra el flujo de caja:

<i>Años de operación de la Instalación.</i>	<b>Ingresos</b>	<b>Gastos</b>	<b>Margen de Explotación (Ingresos-Gastos)</b>
2011	79.768	62.458	17.310
2012	80.418	64.264	33.464
2013	81.888	66.123	49.229
2014	83.385	68.037	64.577
2015	84.910	79.006	79.480
2016	86.462	72.034	93.908
2017	88.044	74.122	107.830
2018	89.655	76.271	121.213
2019	91.295	78.484	134.025
2020	92.966	80.761	146.230
2021	105.560	83.186	168.684
2022	106.421	85.520	189.585
2023	108.368	88.005	209.948
2024	110.350	90.563	229.736
2025	112.370	93.196	248.910

**Tabla 75.** Flujo de caja de la empresa.

Estos resultados de ingresos y gastos, a lo largo de los 15 primeros años del proyecto, han sido obtenidos aplicando las mismas ecuaciones que para los 3 primeros años explicados en este anexo.



## **II.9. Nomenclatura Anexo II.**

En este punto se definirán las abreviaciones utilizadas en el anexo II, para el desarrollo de los cálculos.

- E.: energía.
- E.t.: energía térmica.
- E.e.: energía eléctrica.
- P.: potencia.
- P.e.: potencia eléctrica.
- R.E.E.: rendimiento eléctrico equivalente.
- $\eta$ : rendimiento.
- ICP: incremento de precios de consumo.
- $I_{\text{comb}}$ : incremento tarifa combustible.
- $I_{\text{elect}}$ : incremento tarifa eléctrica.
- CMP: coste unitario de la materia prima.

**ANEXOS III.**  
**DESARROLLO DE LOS CALCULOS.**

## ANEXO III: POTENCIA INSTALADA EN LA COMUNIDAD.

Para calcular la potencia total de la comunidad se desarrollará un estudio de todas las potencias del edificio, tales como la potencia destinada a las viviendas, potencia destinada a alumbrado de las zonas comunes del edificio, la iluminación y ventilación del garaje, potencia de los ascensores..., y todos aquellos elementos que tengan una demanda eléctrica en nuestro edificio.

$$P_{Comunidad}(kW) = P_{Viviendas}(kW) + P_{Servicion Generales}(kW)$$

### III.1. Potencia de Viviendas.

El grado de electrificación de las viviendas es básica, es decir supondremos una media de 3,3Kw por vivienda, como en nuestra comunidad tenemos 200 vecinos, aplicamos la siguiente fórmula para el cálculo de la potencia de viviendas:

$$P_{Viviendas}(kW) = Grado\ Electrificación * Coef. Simultaneidad(\%)$$

siendo el coeficiente de simultaneidad para una comunidad de más de 21 viviendas, según indica el reglamento electrotécnico de baja tensión (en adelante RBT), instrucción 10 capítulo 3:

$$Coef. Simultaneidad = 15,3 + (200 - 21) * 0.5 = 104,8$$

$$P_{Viviendas}(kW) = 3,3 (kW) * 104,8 = 345,84 (kW)$$

### III.2. Potencia de Servicios Generales.

Esta potencia engloba todos los servicios comunes que puedan demandar corriente eléctrica por la comunidad de vecinos. Los servicios comunes se dividen en cuatro grandes tipos de potencia: alumbrado de zonas comunes, ascensores, garaje, grupos de presión.

El cálculo de la potencia de servicios auxiliares es la suma de todas las potencias para servicios comunes:

$$P_{Servicios}(kW) = P_{Alumbrado}(kW) + P_{Ascensores}(kW) + P_{Bombas}(kW)$$

### **III.2.1. Potencia Alumbrado zonas comunes.**

Para el alumbrado de zonas comunes se utilizarán luminarias con elementos incandescentes (iluminación de 40 W/m<sup>2</sup>) y con elementos fluorescentes (iluminación de 10W/m<sup>2</sup>). El cálculo aproximado de esta potencia es la suma de la potencia necesaria para iluminar todas las zonas comunes. La siguiente tabla muestra la superficie de las diferentes zonas comunes y su potencia aproximada de iluminación necesaria.

Elemento	Superficie (m <sup>2</sup> )	Cantidad	Superficie Total (m <sup>2</sup> )	Tipo de iluminación	Potencia (kW)
Portal Bloques	42	8	336	Incandescentes	13,44
Garita Comunidad	10	1	10	Fluorescentes	0,100
Cuarto contadores Comunidad	7,5	1	7,5	Incandescentes	0,300
Escaleras	60	8	480	Fluorescentes	4,800
Pasillos	12	40	480	Fluorescentes	4,800
Porche	6	8	48	Fluorescentes	0,480
Garaje	2.500	1	2.500	Fluorescentes	25,00
Jardín	2.466	1	2.466	Fluorescentes	24,66
<b>Total Potencia Alumbrado de zonas Comunes</b>					<b>73,58</b>

**Tabla 76.** Potencia de alumbrado de las zonas comunes de la comunidad.

### **III.2.2. Potencia Ascensores.**

En la comunidad tenemos ocho ascensores, uno por cada bloque, con una capacidad para ocho personas cada uno, que desarrollan una velocidad de 1 m/s, la potencia de cada uno es 3,8 kW. Información adquirida de la placa de características de los motores.

$$P_{\text{Ascensores}} (\text{kW}) = N^{\circ} \text{ Ascensores} * P_{\text{Motor Ascensor}} (\text{kW}) = 8 * 3,8 = 30,4 \text{ kW}$$

### **III.2.3. Potencia Garaje.**

La potencia demanda por el garaje es debida a la ventilación del mismo, el tipo de ventilación en este garaje es forzada. Para el cálculo de la previsión de potencia como indica el capítulo 3 de la instrucción 10 [10], se considera un mínimo de 20W/m<sup>2</sup> para ventilación forzada y un coeficiente de simultaneidad de 1.

$$P_{\text{Garaje}} (\text{kW}) = \text{Superficie (m}^2\text{)} * 20 (\text{W/m}^2\text{)} = 2.500 * 20 = 50 \text{ kW}$$

#### III.2.4. Potencia Grupos de Presión.

Los grupos de presión instalados generan una potencia de 8 kW, según la placa de características del grupo, con una disposición en paralelo y con una capacidad del 100%. Aplicando un coeficiente de simultaneidad de 1, la potencia del grupo de presión es.

$$P_{\text{Grupos Presión}}(kW) = N^{\circ} \text{Bombas} * P_{\text{bombas}} * \text{Coef. Simultaneidad} = 16 \text{ kW}$$

Teniendo en cuenta todas estas potencias, la potencia de los servicios generales es:

$$P_{\text{Servicios}}(kW) = P_{\text{Alumbrado}} + P_{\text{Ascensores}} + P_{\text{Bombas}} + P_{\text{Garaje}} = 169,89 \text{ kW}$$

Por lo tanto la potencia de la Comunidad es:

$$P_{\text{Comunidad}}(kW) = P_{\text{Viviendas}} + P_{\text{Servicion Generales}} = 515,82 \text{ kW}$$

**ANEXOS IV.**  
**ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL.**

## **ANEXO IV: ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL.**

La microcogeneración representa en sí misma una mejora del medio ambiente, fundamentada de manera principal en el hecho de que, debido a su alta eficiencia, el combustible requerido por unidad eléctrica generada es, por término medio, la mitad del empleado por las centrales térmicas convencionales del servicio público.

Teniendo en cuenta adicionalmente que, esta nueva instalación de microcogeneración utiliza combustible limpio (gas natural), la emisión de contaminantes resulta notablemente reducida, mínimo impacto sobre el medio ambiente gracias a la disponibilidad actual de sistemas de combustión de bajo contenido en NOx.

Los problemas de ruido, prácticamente no existen debido a los aislamientos utilizados en el habitáculo donde se ubica y a la utilización de silenciosos de escape a la salida del motor, del aire de admisión y extracción de la sala de motores.

Por lo que respecta a los productos utilizados en la combustión, en el caso del Gas, no se producen residuos de ningún tipo.

Los residuos producidos por el aceite de lubricación serán almacenados en tanques para su posterior retirada de acuerdo con la normativa vigente al respecto.

La Unión Europea subraya la conveniencia de su utilización: "La cogeneración ha de desempeñar un papel fundamental para ayudar a conseguir los requisitos energéticos y medio ambientales de Europa. Los distintos programas de la Comunidad Europea continuarán apoyando esta tecnología".

### **IV.1. Cálculo del ahorro global de emisiones de CO<sub>2</sub>.**

La instalación de una planta de microcogeneración en sector residencial, es un hecho singular bajo la perspectiva de las emisiones de CO<sub>2</sub>, ya que aumenta las emisiones locales pero reduce las emisiones globales asociadas a la actividad industrial.

La planta de microcogeneración emite más CO<sub>2</sub> que la central de gas natural necesaria para satisfacer la demanda de Energía térmica, pero menos que la suma de la central térmica y la central eléctrica.

Para el cálculo del ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub>, nos basaremos en la comparación de una planta convencional y una microcogeneración. Es decir, se comparan las emisiones de la planta de microcogeneración por un lado, con las que se vierten actualmente al cubrir la demanda térmica con calderas convencionales de Gas Natural, y las asociadas a la generación de electricidad que se dejarían de producir cuando la planta de cogeneración comienza a funcionar.

La ecuación que resume esta comparación es:

$$\Delta CO_2(tnCO_2) = [Q_c * E_c + W_e * E_e] - Q_g * E_c$$

donde el significado de cada variable es:

-E<sub>e</sub>: emisión de CO<sub>2</sub> en la producción eléctrica, 0,0006 tnCO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> [48].

-E<sub>c</sub>: emisión de CO<sub>2</sub> en el combustible empleado, 0,00022 tnCO<sub>2</sub>/kWh<sub>t</sub> [48].

-η: rendimiento de la caldera, 90%

-Q<sub>c</sub>: se consumen 1.417.060 kWh/año de Gas Natural, al suministrar la energía térmica mediante calderas a Gas Natural.

-W<sub>ne</sub>: se generan 752.400 kWh/año de electricidad con el grupo motogenerador.

-Q<sub>g</sub>: se consumen en total en la planta de microcogeneración 2.823.128 kWh/año de Gas Natural, teniendo en cuenta la energía térmica suministrada por la caldera.

Con estos datos la ecuación queda:

$$\Delta CO_2 = 142,10 \text{ tnCO}_2$$

En cuanto % del ahorro de emisiones:

$$\Delta CO_2(\%) = \frac{\Delta CO_2(\text{tnCO}_2)}{[Q_c * E_c + W_e * E_e]} * 100 = 18,62\%$$



**ANEXOS V.CALCULOS JUSTIFICATIVOS  
INTERCAMBIADOR Y  
AEROREFRIGERADOR.**

## ANEXOS V: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS INTERCAMBIADOR Y AEROREFRIGERADOR.

El intercambiador de placas proyectado en el desarrollo de la solución elegida, ha sido calculado basando su dimensionamiento en la energía térmica necesaria a transmitir al segundo circuito de dicho intercambiador. La energía térmica necesaria es de 180 kWt, a partir del cual desarrollamos los datos necesarios para dimensionar el intercambiador de placas necesario para la nueva planta de microcogeneración:

$$\dot{Q}_1(kWt) = \dot{m}_1(kg/s) * C_p(kJ/kg^{\circ}C) * \Delta T_{1-2}(^{\circ}C)$$

$$\dot{Q}_1(kWt) = \dot{Q}_2(kWt)^7$$

$$\dot{Q}_2(kWt) = \dot{m}_2(kg/s) * C_p(kJ/kg^{\circ}C) * \Delta T_{3-4}(^{\circ}C)$$

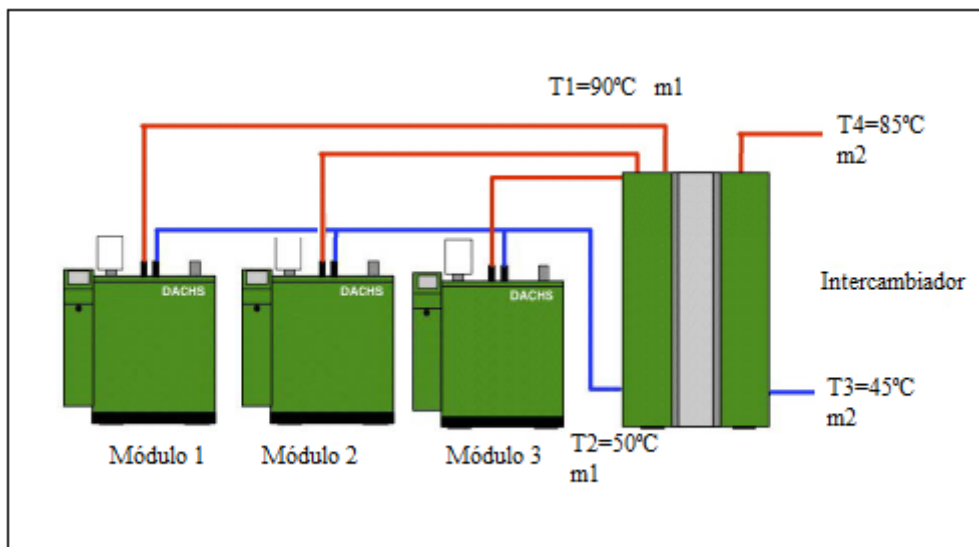
siendo:

$\dot{Q}$ : Energía térmica transmitida ( $\dot{Q}_1$ ) o generada ( $\dot{Q}_2$ ).

$C_p$ : Calor específico del agua= 1 kJ/kg $^{\circ}$ C.

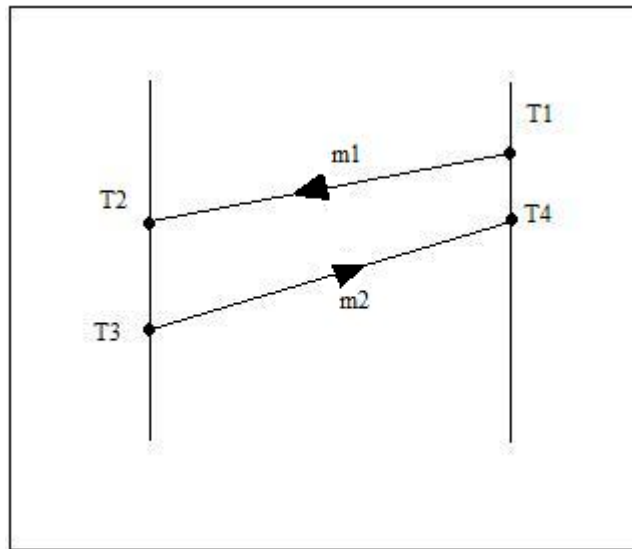
$\Delta T$ : Diferencia de temperaturas entre la entrada y la salida del fluido.

$\dot{m}$ : Cantidad de agua.



**Figura 13.** Conexión módulos-intercambiador.

<sup>7</sup> El proceso del intercambiador de calor se supone adiabático al exterior, sin variación de energía cinética y energía potencial.



**Figura 14.** Diagrama térmico del intercambiador.

Por lo tanto las características que tendrá el intercambiador de placas son:

$$Q = 180 \text{ kWt}$$

$$\dot{m}_1 (\text{kg/s}) = \frac{\dot{Q}_1 (\text{kWt})}{C_p (\text{kJ/kg}^\circ\text{C}) * \Delta T_{1-2} (^\circ\text{C})} = \frac{180}{1 * (90 - 50)} = 4,5 \text{ kg/s}$$

$$\dot{m}_2 (\text{kg/s}) = \frac{\dot{Q}_2 (\text{kWt})}{C_p (\text{kJ/kg}^\circ\text{C}) * \Delta T_2 (^\circ\text{C})} = \frac{180}{1 * (85 - 45)} = 4,5 \text{ kg}$$

La potencia del aerorefrigerador de la planta de microgeneración, ha de ser tal que se capaz de disipar toda la energía térmica necesaria para disminuir la temperatura del agua hasta 45°C. El agua entrara en la máquina a una temperatura máxima de 80 °C, en el caso de mínimo consumo de energía térmica. Por ello, la capacidad del aerorefrigerador ha de ser:

$$P = Q * C_p * \Delta T = 1,33 \frac{\text{kg}}{\text{s}} * 4200 \frac{\text{J}}{\text{kg} * \text{K}} * 35 \text{ K} = 195,5 \text{ kW}$$

siendo:

Q: caudal de agua (kg/s).

Cp: calor específico del agua. (J/kgK).

ΔT: diferencias de temperatura (K).

**ANEXOS VI.CALCULOS TUBERÍAS  
JUSTIFICATIVOS.**

## ANEXO V: CÁLCULO TUBERÍAS JUSTIFICATIVO

Se ha realizado a partir de velocidades estándar de circulación de fluidos a través de tuberías, comprobando posteriormente la pérdida de carga. La pérdida de carga se ha realizado a partir de la fórmula de Darcy-Weisbach, y para el cálculo del factor de fricción, la ecuación de Von Karman modificada por Prandtl.

$$\Delta P = f * \frac{L}{D} * \frac{V^2}{2} * \rho * 10^{-12} \text{ (mbar)}$$

$$\frac{1}{f} = 2 * \log(Re * \sqrt{f}) - 0,8$$

donde:

- f: factor de fricción.
- L: longitud equivalente (m).
- D: diámetro interior de la tubería (m).
- V: velocidad media del fluido (m/s).
- p: densidad del fluido (Kg/m<sup>3</sup>).

A continuación se muestra a tabla con los resultados:

	<b>Circuito 2 y 3</b>
<b>Caudal (m<sup>3</sup>/h)</b>	4,68
<b>D (mm)</b>	25
<b>P (Kg/m<sup>3</sup>)</b>	1000
<b>V (m/s)</b>	2,65
<b>Re</b>	66208
<b>F</b>	0,03
<b>L (m)</b>	50
<b>ΔP (m.c.a)</b>	22

**Tabla 77.** Características circuito 2 y3.

Es decir, la pérdida de carga total en el circuito primario, incluyendo el intercambiador es de 2,2 bar y el diámetro de tubo será de 1".

**ANEXOS VII.CALCULOS ELÉCTICOS  
JUSTIFICATIVOS.**

## ANEXOS VII: CÁLCULOS ELÉCTRICOS JUSTIFICATIVOS.

### VII.1. Potencia Instalada.

La previsión de carga de la planta de microcogeneración será la siguiente:

	<u>Potencia Eléctrica</u>
Maquina Generadora 1.....	30kW
Maquina Generadora 2.....	30kW
Maquina Generadora 3.....	30kW
Potencia total instalada	90 kW

### VII.2. Cálculo de secciones y caídas de tensión.

Para los cálculos justificados, tanto de las intensidades como de las secciones y caídas de tensión, emplearemos las siguientes fórmulas:

$$I(A) = \frac{P(W)}{\sqrt{3} * U(V) * \cos\varphi} \quad \text{en líneas trifásicas}$$

$$I(A) = \frac{P(W)}{U(V) * \cos\varphi} \quad \text{en líneas monofásicas}$$

$$\Delta U(V) = \frac{P(W) * L(m)}{\gamma(s/m) * U(V) * S(mm^2)} \quad \text{en líneas trifásicas}$$

$$\Delta U(V) = \frac{P(W) * 2L(m)}{\gamma(s/m) * U(V) * S(mm^2)} \quad \text{en líneas monofásicas}$$

en las que:

$\Delta U$ : caída de tensión en voltios.

S: sección del conductor.

L: longitud de la línea.

$\gamma$ : conductividad del conductor cobre 56 s/m.

$\cos \varphi$ : factor de potencia de la instalación, se empleará la mínima permitida 0,85.

- Derivación general al cuadro de protección general.

Los datos de la derivación general de la instalación son los siguientes:

Potencia	90 kW
Caída de tensión admitida	0,5% (ITC-BT-15 [10], contadores concentrados en más de un lugar)
Longitud	30 m
Tensión de alimentación	400/230 V

El cálculo de la sección da un valor de:

$$S(mm^2) = \frac{P(W) * L(m)}{\gamma \left(\frac{S}{m}\right) * U(V) * \Delta U(V)} = \frac{90.000 * 30}{56 * 400 * (0,005 * 400)} = 60,27 mm^2$$

La instalación de la derivación general es enterrada en canalización entubada, por ello se ha tenido en cuenta cuanto especifica en la ITC-BT-07 [10], la sección normalizada según la tabla 5 es 70 mm<sup>2</sup>. La intensidad máxima admisible para conductores con protección XLPE, para la sección calculada es 280A.

Los factores de corrección que se aplican a la intensidad máxima admisible, vienen indicados por la ITC-BT-07 [10], en el caso que nos ocupa el factor de corrección es 0,8 debido a cables enterrados en el interior de tubos, estando configurada la línea por una terna de cables unipolares en el interior de un mismo tubo, a una profundidad de 0,7 m y el terreno tiene una temperatura de 25°C y resistividad térmica 1Km/W. La intensidad máxima admisible tendrá un valor de:

$$I_{cable\ máx}(A) = I_{cable\ máx}(A) * 0,8 = 224 A$$

Según indica la ITC-BT-40 [10], los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, es decir la instalación deberá cumplir la siguiente condición:

$$I_{cable\ máx}(A) > 1,25 * I_{trabajo}(A)$$

La intensidad de trabajo de la instalación será:

$$I(A) = \frac{P(W)}{\sqrt{3} * U(V) * \cos\varphi} = \frac{90.000}{\sqrt{3} * 400 * 0,85} = 152,83 A$$

Como la condición (224>1,25\*152,83) es válida la sección de la derivación individual es 70 mm<sup>2</sup>.



- Circuito 1.

Los datos del circuito 1 son los siguientes:

Potencia	30 kW
Caída de tensión admitida	< 1,5% (ITC-BT-40)
Longitud	5,5m
Tensión de alimentación	400/230 V

El cálculo de la sección da un valor de:

$$S(mm^2) = \frac{P(W) * L(m)}{\gamma \left( \frac{S}{m} \right) * U(V) * \Delta U(V)} = \frac{30.000 * 5,5}{56 * 400 * (0,015 * 400)} = 1,23(mm^2)$$

Teniendo en cuenta cuanto especifica en la ITC-BT-19 [10], la sección normalizada según la tabla 1 es 1,5 mm<sup>2</sup>. La intensidad máxima admisible para los conductores de XLPE aislados en tubos en montaje superficial (canaletas), para la sección calculada es 18 A.

Aplicamos el factor de corrección a la intensidad máxima admisible, que es 0,85 debido a que la instalación se realizará en local con riesgo de incendio o explosión, según indica la ITC-BT-29 [10] apartado 9.1.

$$I_{cable\ máx}(A) = I_{cable\ máx}(A) * 0,85 = 15,3\ A$$

El circuito deberá cumplir la siguiente condición [10]:

$$I_{cable\ máx} > 1,25 * I_{trabajo}$$

La intensidad de trabajo del circuito 1 será:

$$I(A) = \frac{P(W)}{\sqrt{3} * U(V) * \cos\varphi} = \frac{30.000}{\sqrt{3} * 400 * 0,85} = 50,94\ A$$

Como la condición no es válida, hay que recalcular la sección del conductor partiendo de la carga amperimétrica, siendo está:

$$I_{cable\ máx}(A) = \frac{1,25 * I_{trabajo}(A)}{factores\ corrección} = \frac{1,25 * 50,94}{0,85} = 74,91A$$

Partiendo de esta intensidad escogemos la sección del conductor mediante la tabla 1 (ITC-BT-19 [10]), obteniendo una sección de 16 mm<sup>2</sup>. La intensidad máxima admisible del cable es 80 A, aplicando el factor de corrección correspondiente la intensidad es:

$$I_{cable\ máx}(A) = I_{cable\ máx}(A) * 0,85 = 68\ A$$

La intensidad máxima admisible del cable de 16 mm<sup>2</sup>, cumple con la condición descrita. A continuación comprobamos que la caída de tensión es correcta para esta nueva sección.

$$\Delta U(V) = \frac{P(W) * L(m)}{\gamma\left(\frac{S}{m}\right) * U(V) * S(mm^2)} = \frac{30.000 * 5,5}{56 * 400 * 16} = 0,46\ (V)$$

Lo que supone una caída de tensión del 0,11 % inferior al 1,5%.

- Circuito 2.

Los datos del circuito 2 son los siguientes:

Potencia	30 kW
Caída de tensión admitida	< 1,5% (ITC-BT-40)
Longitud	7,5 m
Tensión de alimentación	400/230 V

El cálculo de la sección da un valor de:

$$S(mm^2) = \frac{P(W) * L(m)}{\gamma\left(\frac{S}{m}\right) * U(V) * \Delta U(V)} = \frac{30.000 * 7,5}{56 * 400 * (0,015 * 400)} = 1,67(mm^2)$$

La sección normalizada es 2,5 mm<sup>2</sup> y la intensidad máxima admisible para los conductores de XLPE aislados en tubos en montaje superficial, para la sección calculada es 25 A.

Aplicamos el factor de corrección, debido a local por riesgo de incendio, a la intensidad máxima admisible:

$$I_{cable\ máx}(A) = I_{cable\ máx}(A) * 0,85 = 21,25\ A$$

El circuito deberá cumplir la siguiente condición:

$$I_{cable\ máx} > 1,25 * I_{trabajo}$$

La intensidad de trabajo del circuito 2 será:

$$I(A) = \frac{P(W)}{\sqrt{3} * U(V) * \cos\varphi} = \frac{30.000}{\sqrt{3} * 400 * 0,85} = 50,94 A$$

Como la condición no es válida hay que recalcular la sección del conductor partiendo de la carga amperimétrica, siendo está:

$$I_{cable\ máx}(A) = \frac{1,25 * I_{trabajo}(A)}{factores\ corrección} = \frac{1,25 * 50,94}{0,85} = 74,91A$$

Partiendo de esta intensidad escogemos la sección del conductor mediante la tabla 1 (ITC-BT-19 [10]), obteniendo una sección de 16 mm<sup>2</sup>. La intensidad máxima admisible del cable es 80 A, aplicando el factor de corrección correspondiente la intensidad es:

$$I_{cable\ máx}(A) = I_{cable\ máx}(A) * 0,85 = 68 A$$

La intensidad máxima admisible del cable de 16 mm<sup>2</sup>, cumple con la condición descrita. A continuación comprobamos que la caída de tensión es correcta para esta nueva sección.

$$\Delta U(V) = \frac{P(W) * L(m)}{\gamma\left(\frac{S}{m}\right) * U(V) * S(mm^2)} = \frac{30.000 * 7,5}{56 * 400 * 16} = 0,63 (V)$$

Lo que supone una caída de tensión del 0.17 % inferior al 1,5%.

- Circuito 3.

Los datos del circuito 3 son los siguientes:

Potencia	30 kW
Caída de tensión admitida	< 1,5% (ITC-BT-40)
Longitud	9 m
Tensión de alimentación	400/230 V

El cálculo de la sección da un valor de:

$$S(mm^2) = \frac{P(W) * L(m)}{\gamma \left(\frac{S}{m}\right) * U(V) * \Delta U(V)} = \frac{30.000 * 9}{56 * 400 * (0,015 * 400)} = 2(mm^2)$$

La sección normalizada es 2,5 mm<sup>2</sup> y la intensidad máxima admisible para los conductores de XLPE aislados en tubos en montaje superficial, para la sección calculada es 25 A.

Aplicamos el factor de corrección, para locales von riesgo de incendio, a la intensidad máxima admisible:

$$I_{cable\ máx}(A) = I_{cable\ máx}(A) * 0,85 = 21,25\ A$$

El circuito deberá cumplir la siguiente condición:

$$I_{cable\ máx} > 1,25 * I_{trabajo}$$

La intensidad de trabajo del circuito 3 será:

$$I(A) = \frac{P(W)}{\sqrt{3} * U(V) * \cos\varphi} = \frac{30.000}{\sqrt{3} * 400 * 0,85} = 50,94\ A$$

Como la condición no es válida hay que recalcular la sección del conductor partiendo de la carga amperimétrica, siendo está:

$$I_{cable\ máx}(A) = \frac{1,25 * I_{trabajo}(A)}{factores\ corrección} = \frac{1,25 * 50,94}{0,85} = 74,91\ A$$

Partiendo de esta intensidad escogemos la sección del conductor mediante la tabla 1 (ITC-BT-19 [10]), obteniendo una sección de 16 mm<sup>2</sup>. La intensidad máxima admisible del cable es 80 A, aplicando el factor de corrección correspondiente la intensidad es:

$$I_{cable\ máx}(A) = I_{cable\ máx}(A) * 0,85 = 68\ A$$

La intensidad máxima admisible del cable de 16 mm<sup>2</sup>, cumple con la condición descrita. A continuación comprobamos que la caída de tensión es correcta para esta nueva sección.

$$\Delta U(V) = \frac{P(W) * L(m)}{\gamma \left(\frac{S}{m}\right) * U(V) * S(mm^2)} = \frac{30.000 * 9}{56 * 400 * 16} = 0,75\ (V)$$

Lo que supone una caída de tensión del 0,19 % inferior al 1,5%.

### VII.3. Calculo protecciones sobrecargas y cortocircuitos.

Las protecciones para sobrecargas y cortocircuitos de la instalación se realizará con interruptores automáticos u interruptores magnetotérmicos (pequeños interruptores automáticos), estos interruptores deberán cumplir las siguientes condiciones para proteger la instalación de las sobretensiones y sobrecargas:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (A)$$

$$Pdc > I_{cc \max} \quad (A)$$

$$I_a < I_{cc \min} \quad (A)$$

$$I_b > I_{cc \max} \quad (A)$$

siendo:

$I_B$ : intensidad de trabajo del circuito.

$I_n$ : intensidad nominal del aparato.

$I_Z$ : intensidad máxima admisible del conductor.

$Pdc$ : poder de corte del aparato.

$I_a$ : intensidad de regulación del disparador electromagnético del aparato.

$I_b$ : intensidad que corresponde a la energía disipada admisible en el conductor.

$I_{cc \max}$ : intensidad de cortocircuito máxima (cortocircuito al principio de la línea).

$I_{cc \min}$ : intensidad de cortocircuito mínima (cortocircuito al final de la línea).

Para el cálculo de las intensidades de cortocircuito, vamos a tener en cuenta lo que especifica el Anexo 3 de la guía de Baja Tensión, el cálculo se realizará con la fórmula:

$$I_{cc} (A) = \frac{0.8U (V)}{R (\Omega)}$$

los parámetro de la fórmula son:

$U$ : tensión de alimentación fase neutro (230 V).

$R$ : resistencia del conductor de fase entre el punto considerado.

siendo el cálculo de la resistencia del conductor:

$$R (\Omega) = \rho \left( \frac{\Omega mm^2}{m} \right) * \frac{L(m)}{S(mm^2)}$$

en la que:

$\rho$ : resistividad del conductor.

$L$ : longitud del conductor.

$S$ : sección del conductor.

Para el cálculo de la resistencia se considerará que los conductores se encuentran a una temperatura de 20°C, para obtener así el máximo valor posible de corriente de cortocircuito.

Según indica el Anexo 3 [10], la resistividad del cobre a 20°C se puede tomar como  $\rho \approx 0,018 \text{ } (\Omega\text{mm}^2/\text{m})$ . En caso de conductores de aluminio se puede tomar también para 20°C,  $\rho \approx 0,029 \text{ } (\Omega\text{mm}^2/\text{m})$ .

- Interruptor Automático General:

El interruptor automático general está instalado al final de la derivación general, teniendo esta línea las siguientes características:

Sección	70 mm <sup>2</sup>
Conductor	Cobre
Longitud	30 m
Intensidad máxima admisible	224 A

Considerando que la derivación individual está alimentada por la línea general de alimentación, que alimenta al modulo de contadores, es en aluminio y una sección de 185 mm<sup>2</sup> y longitud de 52 metros. El cálculo de la intensidad de cortocircuito, es:

$$I_{cc} (A) = \frac{0.8U (V)}{R (\Omega)} = \frac{0.8 * 230}{0,0311} = 5.916,39 A$$

En el cálculo de la resistencia se ha tenido en cuenta el conductor, desde el Cuadro General de Protección hasta el Cuadro de Protección de la instalación, por lo tanto vamos a calcular la resistencia de la Línea General de Alimentación (LGA) y de la derivación individual (DI):

$$R_{LGA}(\Omega) = \rho_{Aluminio} \left( \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}} \right) * \frac{L_{LGA}(m)}{S_{LGA}(\text{mm}^2)} = 0,028 * \frac{52 * 2}{185} = 0,0157 \Omega$$

$$R_{DI}(\Omega) = \rho_{Cobre} \left( \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}} \right) * \frac{L_{DI}(m)}{S_{DI}(\text{mm}^2)} = 0,018 * \frac{30 * 2}{70} = 0,0154 \Omega$$

La resistencia de cortocircuito es la suma de las resistencias de la línea:

$$R(\Omega) = R_{DI}(\Omega) + R_{LGA}(\Omega) = 0,0157 + 0,0154 = 0,0311 \Omega$$

El interruptor automático general deberá cumplir las siguientes condiciones:

$$152,83 \leq I_n \leq 224 \text{ (A)}$$

$$Pdc > 5.916,39 \text{ A (A)}$$

Para que exista selectividad del interruptor automático general con el resto de automáticos aguas abajo, la intensidad nominal del interruptor aguas arriba deberá ser mayor que la suma de los interruptores aguas abajo y la intensidad de regulación del interruptor aguas arriba deberá ser mayor que todas las intensidades de regulación de los interruptores aguas abajo.

El interruptor automático general deberá cumplir también:

$$I_n > \sum I_{n \text{ aguas abajo}}(\text{A})$$

$$I_a > I_{a \text{ superior aguas abajo}}(\text{A}) > 14.838,7 \text{ (A)}$$

La intensidad de regulación del disparador electromagnético del aparato (protección contra cortocircuitos), nos indica la curva de disparo que debemos seleccionar, curva C ( $I_a=10 \times I_n$ ) [13].

- Interruptor Automático de Acoplamiento Circuito 1:

El interruptor automático estará instalado al principio de la línea del circuito 1, teniendo ésta las siguientes características:

Sección	16 mm <sup>2</sup>
Conductor	Cobre
Longitud	5,5 m
Intensidad máxima admisible	68 A

Para el cálculo de la protección del circuito 1 se tendrá en cuenta la intensidad de cortocircuito máxima (al principio de la línea, que coincide con la calculada para el automático general) y mínima (al final de la línea), por lo tanto se calculará las resistencias de cortocircuito de la línea del circuito 1:

$$I_{cc \text{ max}}(\text{A}) = \frac{0.8U \text{ (V)}}{R \text{ (}\Omega\text{)}} = \frac{0.8 * 230}{0.0311} = 5.916,39 \text{ A}$$

$$R(\Omega) = R_{DI}(\Omega) + R_{LGA}(\Omega) = 0,0157 + 0,0154 = 0,0311 \Omega$$

$$I_{cc \min}(A) = \frac{0.8U(V)}{R_1(\Omega)} = \frac{0.8 * 230}{0,0124} = 14.838,7 A$$

$$R_1(\Omega) = \rho_{Cobre} \left( \frac{\Omega mm^2}{m} \right) * \frac{L_1(m)}{S_1(mm^2)} = 0,018 * \frac{5,5 * 2}{16} = 0,0124 \Omega$$

El interruptor automático del circuito 1 deberá cumplir las siguientes condiciones:

$$50,94 \leq I_n \leq 68 (A)$$

$$Pdc > 5.916,39 (A)$$

$$I_a < 14.838,7 (A)$$

$$I_b > 5.916,39 (A)$$

La intensidad de regulación del disparador electromagnético del aparato (protección contra cortocircuitos), nos indica la curva de disparo que debemos seleccionar, curva B ( $I_a=5 \times I_n$ ) [13].

- Interruptor Automático de Acoplamiento Circuito 2:

El interruptor automático estará instalado al principio de la línea del circuito 2, teniendo ésta las siguientes características:

Sección	16 mm <sup>2</sup>
Conductor	Cobre
Longitud	7,5 m
Intensidad máxima admisible	68 A

Para el cálculo de la protección del circuito 2 se tendrá en cuenta la intensidad de cortocircuito máxima (que coincide con la calculada para el automático general) y mínima, por lo tanto se calculará las resistencias de cortocircuito de la línea del circuito 2:

$$I_{cc \max}(A) = \frac{0.8U(V)}{R(\Omega)} = \frac{0.8 * 230}{0.0311} = 5.916,39 A$$

$$R(\Omega) = R_{DI}(\Omega) + R_{LGA}(\Omega) = 0,0157 + 0,0154 = 0,0311 \Omega$$



$$I_{cc \min} (A) = \frac{0.8U (V)}{R_2 (\Omega)} = \frac{0.8 * 230}{0,0169} = 10.887,6 A$$

$$R_2(\Omega) = \rho_{Cobre} \left( \frac{\Omega mm^2}{m} \right) * \frac{L_2(m)}{S_2(mm^2)} = 0,018 * \frac{7,5 * 2}{16} = 0,0169 \Omega$$

El interruptor automático del circuito 2 deberá cumplir las siguientes condiciones:

$$50,94 \leq I_n \leq 60 \quad (A)$$

$$P_{dc} > 5.916,39 \quad (A)$$

$$I_a < 10.887,6 \quad (A)$$

$$I_b > 5.916,39 (A)$$

La intensidad de regulación del disparador electromagnético del aparato (protección contra cortocircuitos), nos indica la curva de disparo que debemos seleccionar, curva B ( $I_a=5 \times I_n$ ) [13].

- Interruptor Automático de Acoplamiento Circuito 3:

El interruptor automático se instalará al principio de la línea del circuito 3, teniendo ésta las siguientes características:

Sección	16 mm <sup>2</sup>
Conductor	Cobre
Longitud	9 m
Intensidad máxima admisible	68 A

Para el cálculo de la protección del circuito 3 se tendrá en cuenta la intensidad de cortocircuito máxima (al principio de la línea, que coincide con la calculada para el automático general) y mínima (al final de la línea), por lo tanto se calculará las resistencias de cortocircuito de la línea del circuito 3:

$$I_{cc \max}(A) = \frac{0.8U (V)}{R (\Omega)} = \frac{0.8 * 230}{0.0311} = 5.916,39 A$$

$$R(\Omega) = R_{DI}(\Omega) + R_{LGA}(\Omega) = 0,0157 + 0,0154 = 0,0311 \Omega$$

$$I_{cc\ min} (A) = \frac{0.8U (V)}{R_1 (\Omega)} = \frac{0.8 * 230}{0,0202} = 9108,91 A$$

$$R_3(\Omega) = \rho_{Cobre} \left( \frac{\Omega mm^2}{m} \right) * \frac{L_3(m)}{S_3(mm^2)} = 0,018 * \frac{9 * 2}{16} = 0,0202(\Omega)$$

El interruptor automático del circuito 3 deberá cumplir las siguientes condiciones:

$$50,94 \leq I_n \leq 60 \quad (A)$$

$$Pdc > 5.916,39 \quad (A)$$

$$I_a < 9.108,91 \quad (A)$$

$$I_b > 5.916,39 (A)$$

La intensidad de regulación del disparador electromagnético del aparato (protección contra cortocircuitos), nos indica la curva de disparo que debemos seleccionar, curva B ( $I_a=5 \times I_n$ ) [13].

- Fusibles:

Los fusibles instalados en cada fase antes del módulo contador, serán caracterizados por la intensidad nominal y la capacidad de corte en función de la máxima intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en ese punto. Esta intensidad será de un valor:

$$I_{cc} (A) = \frac{0.8U (V)}{R_{LGA} (\Omega)} = \frac{0.8 * 230}{0,0157} = 11.719,75 A$$

$$R_{LGA}(\Omega) = \rho_{Aluminio} \left( \frac{\Omega mm^2}{m} \right) * \frac{L_{LGA}(m)}{S_{LGA}(mm^2)} = 0,028 * \frac{52 * 2}{185} = 0,0157(\Omega)$$

La resistencia de cortocircuito es únicamente la de la Línea General de Alimentación, ya que los fusibles serán instalados antes de la Derivación Individual.

Los tres fusibles para cada fase son idénticos y cumplirán la condición:

$$152,83 \leq I_n \leq 224 \quad (A)$$

$$Pdc > 11.719,75 \quad (A)$$

## **VII.4. Dimensionado de la instalación de P.A.T.**

### **Estimación del valor de P.A.T.**

Según la ITC-BT-40 [10], el esquema de puesta a tierra de la instalación será TT, conectando las masas de la instalación generadora e instalación receptoras a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución pública, esto es debido a que la instalación receptora está acoplada a la Red de Distribución pública con el neutro puesto a tierra (esquema TT).

La línea de tierra se tomará de una arqueta preparada para tal fin (situada en la zona ajardinada de la comunidad). El conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra estará formado por un cable aislado y protegido contra la corrosión, de la mitad de la sección de los cables activos. Discurrirá desde la arqueta hasta la sala de contadores, donde se unirá a masa y al resto de conductores de protección, hasta el cuadro general de mando y protección en el interior de un tubo, en el interior a su vez de un hueco de obra realizado al efecto, terminando en el borne general de puesta a tierra desde el que discurrirán todos los conductores de protección de la instalación.

El conductor de cobre utilizado como electrodo es de construcción y resistencia eléctrica según clase 2 de la norma UNE-21022.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra serán tales que, la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia de hielo u otros efectos climáticos, no aumentan la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50m.

Los materiales utilizados y la realización de las tomas de tierra deberán ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión, de forma que comprometa las características del diseño de la instalación.

Las canalizaciones metálicas de otros servicios (agua, líquidos o gases inflamables....), no deben ser utilizadas como tomas de tierra por razones de seguridad.

Los conductores de protección previstos para esta instalación cumplen en todo momento en lo referido a sus características lo dispuesto en la ITC-BT-18 [10] y para la determinación de su sección se ha considerado la tabla 2 de dicha ITC.

Los conductores de protección para la instalación generadora, teniendo unos conductores de fase con sección 70 mm<sup>2</sup>, son de una sección de 35 mm<sup>2</sup>.

Para que se cumpla lo indicado en la tabla anterior, los conductores de protección han de ser del mismo material que los conductores activos.

Los conductores de protección serán de sección 35 mm<sup>2</sup> y aislamiento RZI-K (AS), igual que los conductores de fase.

#### *Determinación del valor de la resistencia de tierra:*

El electrodo se dimensiona de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia previsible, no sea superior al valor especificado para ella, en cada caso.

Este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

-24 V en local o emplazamiento conductor.

-50 V en los demás casos.

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece. Esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, y varía también con la profundidad.

Considerando que el terreno tiene una resistencia aproximada de 50Ωm según la tabla 4 de la ITC-BT-18 [10] (terreno de arcilla plástica) y que los electrodos instalados son del tipo pica vertical con una longitud de 2 metros. La resistencia de tierra viene dada por la formula (según tabla 5 de la ITC-BT-18):

$$R_{PAT}(\Omega) = \frac{\rho(\Omega m)}{L(m)} = \frac{50}{2} = 25 \Omega$$

Siendo:

$\rho$ : resistividad del terreno.

L: longitud de la pica.

## VII.5. Calculo protección contra contactos indirectos.

La protección contra contactos indirectos, en esta instalación se realizará de acuerdo a lo que define la norma UNE 20.572-1, por corte automático de la alimentación.

Según la ITC-BT-24 [10], para esquemas TT de puesta a tierra la sensibilidad que deben tener los dispositivos de protección de corriente diferencial-residual, viene indicada por la siguiente condición:

$$R_A(\Omega) * I_a(A) \leq U(V)$$

$$I_a(A) \leq \frac{U(V)}{R_A(\Omega)}$$

donde:

$R_A$ : es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.

$$R_A(\Omega) = R_{PAT}(\Omega) + R_{Conductor}(\Omega) = 25 + 0,0231 = 25,0231 (\Omega)$$

$$R_{Conductor}(\Omega) = \rho_{Cobre} \left( \frac{\Omega mm^2}{m} \right) * \frac{L^*(m)}{S(mm^2)} = 0.018 * \frac{45}{35} = 0,0231 (\Omega)$$

---

\* Longitud del conductor de protección que discurre desde la arqueta de puesta a tierra hasta la sala de contadores 15 m y desde ahí hasta la planta de microgeneración 30 m.

$I_a$ : es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Como el dispositivo de protección a utilizar es de corriente diferencias-residual es la corriente diferencial-residual asignada.

U: tensión de contacto limite convencional (50,24V).

Por lo tanto la sensibilidad del interruptor diferencial será:

$$I_a(A) \leq \frac{50}{25,0231} \rightarrow I_a(A) \leq 1,99$$

La sensibilidad normalizada para los interruptores diferencias de los tres circuitos será 30 mA.

La intensidad nominal de cada diferencial deberá ser superior a la intensidad que circula por los conductores de su circuito.

**ANEXOS VIII. ESTUDIO BÁSICO  
SEGURIDAD Y SALUD.**

## **ANEXO VIII: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.**

### **VIII.1. Objeto del estudio.**

El estudio de seguridad y salud tiene por objetivos:

- Dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1997 que será de obligado cumplimiento en la ejecución de las distintas fases de la obra.
- Poner en manos del promotor de la obra una herramienta de seguridad y salud que garantice la seguridad de las personas e instalaciones.

### **VIII.2. Fase de la obra.**

El número de fases para la ejecución de la obra es el siguiente:

- Preparación y replanteo.
- Taladro y colocación de canalizaciones (sistema eléctrico, combustible y agua).
- Cableado y conexión (sistema eléctrico).
- Conexión (sistema de tuberías de gas y agua).
- Realización de pruebas.

### **VIII.3. Justificación general de los riesgos.**

La ejecución de la presente obra está sujeta a los siguientes riesgos:

#### Para los obreros.

- Pisadas sobre objetos punzantes.
- Resbalones y caídas sobre suelos mojados o húmedos.
- Electrocución por contacto directo.
- Caída de personas y/u objetos al mismo nivel.
- Caída de personas y/u objetos al distinto nivel.
- Caída de personas y/u objetos al vacío.

- Golpes en miembros con herramientas y útiles.
- Pinchazos con objetos punzantes y máquinas de taladrar.
- Caída de escaleras.
- Caída de objetos al cuerpo o cabeza.
- Golpes en manos, pies o cabeza.
- Quemaduras.
- Lesiones y/o cortes en manos y pies.

#### Para el local e instalaciones.

- Contra incendios.
- Mal acoplamiento de útiles y máquinas con peligro de caída sobre instalaciones en funcionamiento.

#### Para terceras personas.

- Caída de objetos en pasos de personas en la comunidad.
- Cables pelados con tensión en puntas.
- Objetos mal colocados y desordenados que puedan provocar resbalones, caídas, golpes, etc.

#### Protecciones personales (básicas).

Relación de prendas, herramientas y elementos de protección personales. Todas las prendas de seguridad y protección serán homologadas por el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social.

- Ropa de trabajo reglamentaria.
- Casco de poliestireno.
- Botas de seguridad.
- Guantes aislantes.
- Guantes de cuero (para trabajos no eléctricos).
- Herramientas con aislante eléctrico.
- Gafas antipartículas para taladros con brocas.
- Gafas o pantallas de soldadura.
- Cinturón de seguridad (para trabajos en altura).



- Pantalla de soldador.
- Gafas de protección.

#### Maquinas y útiles a emplear.

- Maquinas de taladrar, brocas, etc.
- Herramientas de mano (martillo, destornillador, alicates...)
- Escalera.
- Soldadores.

### **VIII.4. Normas básicas de seguridad.**

Análisis de riesgo por fase de obra y medidas a adoptar.

#### Preparación y replanteo.

##### ***Descripción del trabajo.***

Marcado de las rozas a ejecutar por los albañiles y marcado de líneas de la canalización para la colocación de tubos de PVC o acero, situación de cuadros y mecanismos.

##### ***Riesgos previstos.***

- Caída de escalera.
- Caída de objetos sobre personas.
- Salpicadura de tintura o añil empleado en la señalización.
- Caída de objetos.
- Resbalones y caídas.

##### ***Protecciones.***

- Mantener el lugar de trabajo limpio y ordenado.
- Emplear casco y elementos de protección personal.
- Emplear cinturones de seguridad.
- Escaleras adecuadas con zapatillas antiresbalamiento.
- Si para el marcado se usa brocha gorda con alargadera debe protegerse con disco que evite el chorreo.

- Usar gafas de protección.

### **Taladro y colocación de las canalizaciones.**

#### ***Descripción del trabajo.***

Taladrado de la pared para atornillar las grapas que sujetarán los distintos tubos de protección. Empalme de las canalizaciones de gas y agua mediante soldadura.

#### ***Riesgos previstos.***

- Caída de la escalera.
- Caída de objetos sobre personas.
- Caída de objetos o golpes sobre pies, manos o cabezas.
- Lesiones y/o cortes en manos y pies.
- Electrocución.
- Quemaduras.
- Salpicadura de polvo o virutas sobre los ojos.

#### ***Protecciones.***

- Usar guantes aislados y herramientas aislantes.
- Usar guantes de cuero.
- Usar casco y elementos de protección básica, botas, etc.
- Usar escaleras con zapatillas antideslizantes.
- Usar cinturón de seguridad.
- Usar gafas contra el polvo.
- Usar pantalla de soldador.

### **Cableado y conexionado.**

#### ***Descripción del trabajo.***

Introducción de los cables conductores en el interior de los tubos protectores eléctricos y conexionado a cuadro general y maquinaria. Conexionado de los tubos de acero a los sistemas de agua y gas de la maquinaria.

#### ***Riesgos previstos.***

- Caída de escaleras.

- Caída de objetos sobre personas.
- Pinchazos y golpes sobre pies, manos o cabeza.
- Salpicadura de polvo u objetos extraños sobre los ojos.
- Pinchazo sobre manos.
- Quemaduras.
- Electrocución.

### ***Protecciones.***

- Usar escaleras con zapatillas antideslizantes.
- Usar cinturón de seguridad.
- Usar guantes aislados y herramientas aislantes.
- Usar guantes de cuero.
- Usar casco y elementos de protección personal básica.
- No se hará ningún conexionado en tensión o con válvulas de seccionamiento de agua o gas abiertas.

## **Realización de pruebas.**

### ***Descripción del trabajo.***

Realizar las pruebas en la conducciones de gas (radiografiado al 100%, resistencia mecánica y estanqueidad). Realizar la prueba de estanqueidad al sistema de tuberías de agua. Energizar con energía eléctrica al cuadro de protección general. Las pruebas se realizaran en el orden descrito, para evitar peligros de incendio.

### ***Riesgos previstos.***

- Peligro de electrocución.
- Peligro de intoxicación.
- Quemaduras por salpicaduras en cortocircuito.
- Quemaduras por calentamiento por falsos contactos.

### ***Protecciones.***

- Usar equipos de protección de personas básico: gafas, guantes, casco...
- Usar herramientas manuales con protección eléctrica.

- Usar equipos de medida adecuados.
- Comprobar que las protecciones de la instalación corresponden a lo proyectado.
- Realizar la conexión de los elementos a cuadro cerrado y desde cierta distancia, si es posible.
- Usar equipos de comprobación aislados y con protección contra-cortocircuitos.

#### **Tipo de seguridad.**

Durante la ejecución de la obra se mantendrá los lugares de trabajo y próximos perfectamente limpios de materiales inflamables y fácilmente combustibles. Se tendrá siempre próximo al lugar de trabajo un extintor de CO<sub>2</sub> de 6kgs, debidamente señalizado.

### **VIII.6. Botiquín.**

En el centro de trabajo se dispondrá de un botiquín con los medios necesarios para efectuar las curas de urgencia en caso de accidente y estará a cargo de él una persona capacitada designada por la empresa constructora.

### **VIII.7. Obligaciones de los contratistas y subcontratistas.**

Los contratistas y subcontratistas estarán obligados a:

- Aplicar los principios de la acción preventiva que se recoge en el artículo 15 de la ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Cumplir y hacer cumplir a su personal el estudio básico de seguridad expuesto en el presente proyecto.
- Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en la obra.
- Atender las indicaciones y cumplir las restricciones del coordinador (si lo hubiere) en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, o en su caso a la directiva facultativa.

## **ANEXOS IX. ESUDIO NIVELES DE LUMINANCIA**

## **ANEXO IX: NIVELES DE LUMINANCIA.**

En el anexo que nos ocupa, comprobaremos que los niveles de luminancia del local, donde se instalará la planta de microcogeneración, cumplen con el Reglamento Real Decreto 486/1997 [9] (Iluminación en los lugares de trabajo). Los niveles de iluminación son 200 lux. Para la comprobación de los niveles, se ha utilizado la herramienta informática, ofrecida por la empresa Indal, Indalwin 6.2 Interior.

A continuación se desarrollan las comprobaciones realizadas:

Cliente: Comunidad "La Pérgola"

Instalación: Luminarias sala de máquinas

Todos los datos de Indalwin son cálculos exactos obtenidos por implantaciones precisas en relación al área objeto de estudio. Los valores fotométricos (rendimiento e intensidades) de las luminarias utilizadas en el proyecto están basados en ensayos tipo de laboratorio. En instalación los valores pueden sufrir desviación por tolerancias fabriles o de montaje en luminarias, lámparas y equipos auxiliares. Otros factores que pueden modificar los resultados exactos del proyecto son las características superficiales, temperatura ambiente y tensión de alimentación.

**I N D I C E****Desarrollo del Proyecto**

E / Descripción de la instalación	3
* Luminarias y lámparas del proyecto	3
* Potencia instalada	4
* Factor de mantenimiento	4
G / Cálculos	5
H / Disposición de las luminarias	9



## Desarrollo del Proyecto

## E / Descripción de la instalación

## Luminarias y lámparas del proyecto

Nº de modelo: **1**

Luminaria modelo: 652-IXC-K

Lámpara: 2x58.0W FD G13

Flujo: 5.20 klm

Temperatura de color: 2800K

Descripción: 652-IXC-K 58.0W FD



Luminarias estancas de adosar o suspender adecuadas para su utilización en lugares donde se precise una protección contra agentes externos junto a la necesidad de una economía en la instalación utilizando 1 ó 2 lámparas de fluorescencia lineal (TL) hasta 58 W. Formadas por una cuerpo en poliéster reforzado con fibra de vidrio acabado en color gris con pestillos de cierre en el mismo material y junta de estanqueidad de PUR esponjoso. Reflector que incorpora el equipo eléctrico de acero tratado y pintado en color blanco. Difusor en metacrilato incoloro con acabado tipo perlado en su cara interior. Incluye dos cáncamos M5 para suspensión. IP-65. IK 06 (metacrilato) IK 08 (policarbonato). Clase I.

Luminaria modelo: 652-IXC-K  
 Tipo de lámpara: 2x58.0W FD G13  
 Código fotométrico: Z8012012sM2.tm

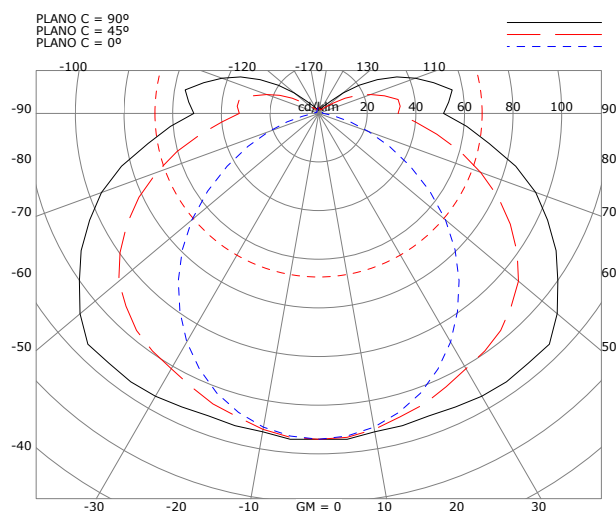
Rendimiento total hemisferio inferior: 52.2 %

Rendimiento total hemisferio superior: 9.3 %

Flujo C.I.E. :	36.5	66.8	87.2	84.8	61.5					
Índice del local:	0.60	0.80	1.00	1.25	1.50	2.00	2.50	3.00	4.00	5.00
Valores DRR :	0.24	0.31	0.38	0.45	0.50	0.59	0.64	0.69	0.74	0.77
Clase C.I.E. :	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Clase UTE C 71-121 :	0.52 H + 0.09 T									

## Diagrama polar

## Valores UGR según CIE 117



Techo		70	70	50	50	30	70	70	50	50	30
Pared		50	30	50	30	30	50	30	50	30	30
Suelo		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Tamaño local		Vista perpendicular					Vista longitudinal				
2H	2H	18.0	19.1	18.4	19.5	20.0	13.8	14.9	14.2	15.3	15.8
	3H	20.6	21.6	21.1	22.1	22.5	14.7	15.7	15.1	16.1	16.6
	4H	22.0	22.9	22.4	23.4	23.9	14.9	15.9	15.4	16.3	16.8
	6H	23.3	24.2	23.8	24.7	25.1	15.0	15.9	15.5	16.3	16.8
	8H	24.0	24.9	24.5	25.3	25.8	15.0	15.8	15.5	16.3	16.8
	12H	24.7	25.6	25.2	26.0	26.5	15.0	15.8	15.5	16.2	16.8
4H	2H	18.4	19.4	18.9	19.9	20.3	15.4	16.4	15.9	16.8	17.3
	3H	21.3	22.1	21.7	22.6	23.1	16.7	17.5	17.1	18.0	18.5
	4H	22.8	23.5	23.3	24.0	24.5	17.1	17.8	17.6	18.3	18.8
	6H	24.3	25.0	24.8	25.4	26.0	17.3	17.9	17.8	18.4	18.9
	8H	25.1	25.7	25.6	26.2	26.7	17.3	17.9	17.8	18.4	18.9
	12H	25.9	26.5	26.5	27.0	27.5	17.3	17.8	17.8	18.3	18.9
8H	4H	22.9	23.6	23.5	24.0	24.6	18.3	18.9	18.8	19.4	19.9
	6H	24.6	25.1	25.1	25.6	26.2	18.7	19.2	19.2	19.7	20.3
	8H	25.5	26.0	26.0	26.5	27.0	18.8	19.3	19.3	19.8	20.3
	12H	26.5	26.9	27.0	27.4	28.0	18.8	19.2	19.3	19.7	20.3
12H	4H	22.9	23.5	23.4	24.0	24.5	18.6	19.1	19.1	19.6	20.2
	6H	24.6	25.1	25.1	25.6	26.1	19.2	19.7	19.7	20.2	20.7
	8H	25.5	26.0	26.1	26.5	27.0	19.4	19.8	19.9	20.3	20.9
Variación de la posición del observador para separaciones entre luminarias:											
S = 1.0H		+0.1 / -0.1					+0.1 / -0.1				
S = 1.5H		+0.2 / -0.2					+0.3 / -0.4				
S = 2.0H		+0.3 / -0.3					+0.6 / -0.7				
Tabla estándar		--					--				
Corrección:		--					--				
Índice de deslumbramiento corregido para 10.4 klm											

## Desarrollo del Proyecto

## E / Descripción de la instalación

## Potencia instalada

Encendido 1				
Modelo	Luminaria Mod.	Lámpara W y tipo	Uds	Consumo Lámp. +Aux.
1	652-IXC-K	2x58.0W FD G13	6	708 W
Potencia instalada para la superficie de proyecto: 7.57 W/m²				708 W

## Factor de mantenimiento

Modelo	Luminaria Mod.	Lámpara W y tipo	Luminaria	F. lámpara	Conjunto	
1	652-IXC-K	2x58.0W FD G13	0.92	0.95	0.99	0.87

## Desarrollo del Proyecto

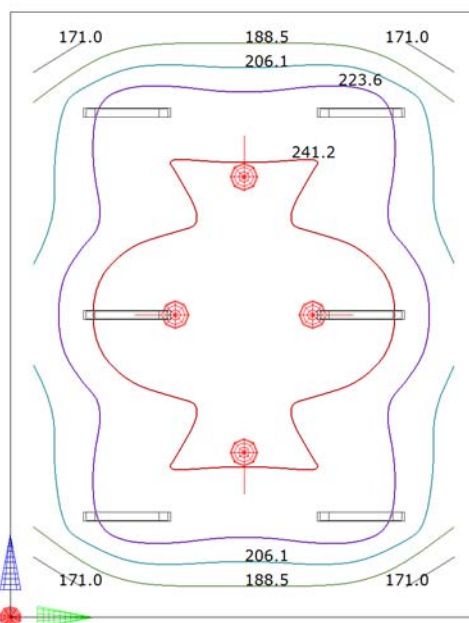
## G / Cálculos

## Zona del plano de trabajo

## Matriz de iluminación horizontal: Valores en servicio en lux (Con reflexiones)

Y/X(m)	0.42	1.28	2.13	2.98	3.83	4.67	5.53	6.38	7.23	8.08	UI
10.45	153	170	184	188	188	188	188	184	170	153	0.82
9.35	189	217	238	238	231	231	238	238	217	189	0.79
8.25	197	219	238	241	241	241	241	238	219	197	0.81
7.15	198	215	232	238	243	243	238	232	215	198	0.82
6.05	210	235	257	259	257	257	259	257	235	210	0.81
4.95	210	235	257	259	257	257	259	257	235	210	0.81
3.85	198	215	232	238	243	243	238	232	215	198	0.82
2.75	197	219	238	241	241	241	241	238	219	197	0.81
1.65	189	217	238	238	231	231	238	238	217	189	0.79
0.55	153	170	184	188	188	188	188	184	170	153	0.82
Ut	0.73	0.72	0.72	0.73	0.73	0.73	0.73	0.72	0.72	0.73	

## Zona del plano de trabajo - Isolíneas - Iluminancia



## Desarrollo del Proyecto

## G / Cálculos

Origen zona de estudio			
Posición:	X: 0.00 m	Y: 0.00 m	Z: 0.50 m

I luminancia	
Media:	Emed = 219.06 lux
Mínima:	Emin = 153.45 lux
Máxima:	Emax = 258.72 lux

Uniformidades	
Media:	Umed = Emin/Emed= 0.70
Extrema:	Uex = Emin/Emax = 0.59

## Desarrollo del Proyecto

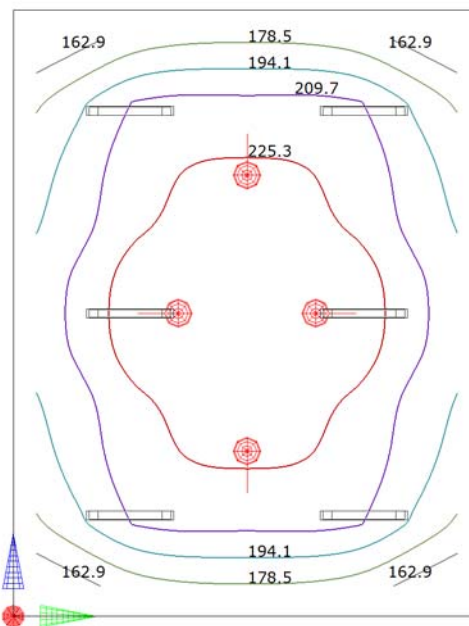
## G / Cálculos

## Zona correspondiente al suelo

## Matriz de iluminación horizontal: Valores en servicio en lux (Con reflexiones)

Y/X(m)	0.42	1.28	2.13	2.98	3.83	4.67	5.53	6.38	7.23	8.08	UI
10.45	147	158	171	176	177	177	176	171	158	147	0.83
9.35	176	193	209	214	213	213	214	209	193	176	0.83
8.25	188	202	219	225	226	226	225	219	202	188	0.83
7.15	193	205	221	228	232	232	228	221	205	193	0.83
6.05	201	215	233	239	241	241	239	233	215	201	0.83
4.95	201	215	233	239	241	241	239	233	215	201	0.83
3.85	193	205	221	228	232	232	228	221	205	193	0.83
2.75	188	202	219	225	226	226	225	219	202	188	0.83
1.65	176	193	209	214	213	213	214	209	193	176	0.83
0.55	147	158	171	176	177	177	176	171	158	147	0.83
Ut	0.73	0.73	0.73	0.74	0.74	0.74	0.74	0.73	0.73	0.73	

## Zona correspondiente al suelo - Isolíneas - Iluminancia



## Desarrollo del Proyecto

## G / Cálculos

Origen zona de estudio			
Posición:	X: 0.00 m	Y: 0.00 m	Z: 0.00 m

I luminancia	
Media:	Emed = 204.01 lux
Mínima:	Emin = 147.28 lux
Máxima:	Emax = 240.84 lux

Uniformidades	
Media:	Umed = Emin/Emed= 0.72
Extrema:	Uex = Emin/Emax = 0.61

## Desarrollo del Proyecto

## H / Disposición de las luminarias

Nº	Tipo	Org. X	Org. Y	Int. X	Int. Y	NºX	NºY	Suspen.	Encendido (%)									
1	Cenital	2.13	1.83	4.25	3.67	2	3	0.00	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Luminaria modelo: 652-IXC-K - 2x58.0W FD G13									100									
	X	Y	Altura	Theta	Sigma	Alfa												
1	2.13	1.83	3.50	0.00	0.00	0.00	100											
2	2.13	5.50	3.50	0.00	0.00	0.00	100											
3	2.13	9.17	3.50	0.00	0.00	0.00	100											
4	6.38	1.83	3.50	0.00	0.00	0.00	100											
5	6.38	5.50	3.50	0.00	0.00	0.00	100											
6	6.38	9.17	3.50	0.00	0.00	0.00	100											

## **DIAGRÁMA DE GANTT**



## **PLANOS**